

# МНТК • 2018

Одиннадцатая международная научно-техническая конференция

**БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

## **ПЛЕНАРНЫЕ И СЕКЦИОННЫЕ ДОКЛАДЫ**

**23–24 мая 2018 г.**



**РОСЭНЕРГОАТОМ**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Москва

ISBN 978-5-88777-044-4





**РОСЭНЕРГОАТОМ**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

**Одиннадцатая международная  
научно-техническая конференция**

**«БЕЗОПАСНОСТЬ,  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭКОНОМИКА  
АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»**

**ПЛЕНАРНЫЕ И СЕКЦИОННЫЕ  
ДОКЛАДЫ**

Москва, 23–24 мая 2018 г.

С 23 по 24 мая 2018 года в Москве прошла Одиннадцатая международная научно-техническая конференция АО «Концерн Росэнергоатом» на тему «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2018, [www.mntk.rosenergoatom.ru](http://www.mntk.rosenergoatom.ru)).

Конференция посвящена рассмотрению наиболее актуальных задач, связанных с обеспечением и повышением безопасности эксплуатации энергоблоков АЭС, увеличением КИУМ, продлением сроков службы и выводом из эксплуатации энергоблоков АЭС, развитием и повышением экономической эффективности атомной энергетики.

Всего на конференции работали 5 секций по 23 тематическим направлениям. В конференции приняли участие более 1000 представителей атомных станций, центрального аппарата АО «Концерн Росэнергоатом», Госкорпорации «Росатом», ведущих проектных и научных организаций атомной отрасли России, в том числе 62 делегата из 22 стран дальнего и ближнего зарубежья.

В рамках конференции организована выставка, на которой были представлены экспонаты и стенды 27 организаций и предприятий отрасли.

На компакт-диске представлена электронная версия Сборника трудов МНТК-2018 и презентации выступлений на пленарном заседании конференции.

*Материалы сборника трудов конференции представлены  
в авторской редакции*

# Содержание

## БЕЗОПАСНАЯ И ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС

### Эксплуатация АЭС с реакторами ВВЭР

ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ БАШЕННЫХ ИСПАРИТЕЛЬНЫХ ГРАДИРЕН ЭНЕГОБЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР <i>Тяпков В.Ф., Крутских Д.А.</i> .....	14
ОСОБЕННОСТИ НДС ЗАЩИТНЫХ ОБОЛОЧЕК АЭС НА ЭТАПЕ ВОЗВЕДЕНИЯ, ПРЕДНАПРЯЖЕНИЯ, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>Сальников А.А., Медведев В.Н., Киселев Александр С., Киселев Алексей С., Ульянов А.Н., Стрижов В.Ф., Скорикова М.И.</i> .....	24
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ ПАССИВНОГО ОТВОДА ТЕПЛА ОТ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ВВЭР-1200 <i>Андрижиевский А.А., Карпович Л.С., Михалычева Э.А., Трифонов А.Г.</i> .....	31
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ОКСИДНОЙ ПЛЁНКИ НА УЧАСТКАХ ПОВЫШЕННОГО ОКИСЛЕНИЯ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ ТВС-2М, ОТРАБОТАВШЕЙ НА 4-М ЭНЕРГОБЛОКЕ БАЛАКОВСКОЙ АЭС В ТЕЧЕНИЕ ОДНОЙ ТК <i>Волкова И.Н., Горячев А.В., Звир Е.А., Жителев В.А., Никитин О.Н., Строжук А.В.</i> .....	35
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕГЕРМЕТИЧНЫХ ТВЭЛОВ ВВЭР-1000, ПРОВЕДЁННЫХ В АО «ГНЦ НИИАР» В ПЕРИОД 2016-2017 ГГ. <i>Строжук А.В., Звир Е.А., Жителев В.А., Боков А.А., Волкова И.Н.</i> .....	40
ОБ ОПТИМАЛЬНОМ УРОВНЕ ВОДЫ В ПАРОГЕНЕРАТОРЕ АЭС С ВВЭР <i>Парчевский В.М.</i> .....	49
МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ ТОПЛИВА ВВЭР ПО АКТИВНОСТИ РАДИОНУКЛИДОВ ХЕ <i>Калиничев П.М., Евдокимов И.А., Лиханский В.В.</i> .....	53
АНАЛИЗ ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1200 НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ПУСКА И ПЕРВОЙ КАМПАНИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>Аркадов Г.В., Павелко В.И., Слепов М.Т.</i> .....	58
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ПРОВОДИМОСТИ ГАЗОВОГО ЗАЗОРА В ТОПЛИВЕ РЕАКТОРОВ ВВЭР ОТ ГЛУБИНЫ ВЫГОРАНИЯ НА НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКТИВНОЙ ЗОНЫ <i>С.Б. Выговский, Ф.В. Груздов, Р.Т. Аль Малкави</i> .....	65
ПЕРЕОЦЕНКА СЕЙСМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ АТОМНОЙ СТАНЦИИ <i>Аракелян Ф.О., Задоян П.М.</i> .....	69
РАСШИРЕННАЯ ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ЭКСПРЕСС-МЕТОДИКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВЫГОРАНИЯ ТОПЛИВА НЕГЕРМЕТИЧНОЙ ТВС <i>Вильхивская О.В., Лиханский В.В., Афанасьева Е.Ю., Сорокин А.А., Сагалов С.С., Куприянов В.Н., Момотов В.Н.</i> .....	74
О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ РЕАКТОРОВ ВВЭР-440 ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВС С МИКРОТВЭЛАМИ <i>Гришанин Е.И., Алексеев П.Н., Келин Г.Е., Падун С.П., Фонарев Б.И.</i> .....	78
РЕАЛИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА ФЛЮЕНСА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНОВ С ЦЕЛЬЮ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ФНП <i>Бородкин П.Г., Хренников Н.Н., Газетдинов А.С.</i> .....	81
ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ЯЭУ С ВВЭР-1200 ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СУТОЧНЫХ МАНЕВРЕННЫХ РЕЖИМОВ НА АЭС <i>Выговский С.Б., Аль Малкави Рашидан Талал, Кирич А.В.</i> .....	87
<b>Эксплуатация АЭС с реакторами РБМК, БН, ЭГП-6</b>	
АКТУАЛЬНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК-1000 <i>Александров С.И., Алимов Ю.В., Жирнов А.П., Кузнецов П.Б., Сахарова Т.Ю., Рождественский И.М., Рождественский М.И., Дружинин В.Е., Шмонин Ю.В.</i> .....	98
ОПЫТ НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ РБМК С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ STERAN-4 <i>Балыгин А.А., Краюшкин А.В., Ковалишин А.А., Султанов Н.В.</i> .....	101

ПОЛНОМАСШТАБНАЯ ТРЕХМЕРНАЯ ПРОГРАММА КЛАДКА ДЛЯ РАСЧЕТОВ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ В КОНСТРУКЦИОННЫХ ЭЛЕМЕНТАХ АКТИВНОЙ ЗОНЫ РБМК В СТАЦИОНАРНЫХ, ПЕРЕХОДНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ <i>Бабайцев В.Н., Захарова Л.Н.</i> .....	105
СОПРОВОЖДЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РУ БН-600 И БН-800 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ГЕФЕСТ <i>Белов А.А., Белоусов В.И., Березнев В.П., Дробышев Ю.Ю., Селезнев Е.Ф., Чернова И.С., Гаврилов А.В., Пинегин В.И.</i> .....	112
СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПОДКРИТИЧНОСТИ И ФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ СКПФИ <i>Федоров В.А., Парышкин Ю.А., Аляев И.В., Горшенин С.В.</i> .....	117
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗАЗОРОВ В СИСТЕМЕ КЖ-ГК РУ РБМК-1000 ПРИ ПОМОЩИ РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА <i>Батарев Е.С., Желонкин Д.В., Лещинский Г.А., Орлов П.В., Почитаев И.В., Шевцов И.А.</i> .....	121
РАЗРАБОТКА КОДА ПОВЫШЕННОЙ ТОЧНОСТИ TRIUM800 ДЛЯ РАСЧЕТНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРА БН-800 <i>Елисеев В.А., Клинов Д.А., Коцеев В.Н., Маслов П.А., Перегудов А.А., Рожихин Е.В., Семенов М.Ю.</i> .....	124
ПС ОПТИМИЗАТОР ZR ПТИМИЗАЦИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ПЕРЕГРУЖАЕМЫХ ТК <i>Морозов А.Ю.</i> .....	127
РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПЕРЕВОДА РЕАКТОРА РБМК В ПОДКРИТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЯ ПРИ ВОЗМОЖНЫХ ОТКАЗАХ <i>Даничева И.А., Хренников Н.Н.</i> .....	132
АНАЛИЗ ЗАСОРЕННОСТИ ТОПЛИВНЫХ КАНАЛОВ РБМК <i>Глазков О.В., Дружаев А.А., Семенов А.А., Соловьев Д.А., Шукин Н.В.</i> .....	135
МЕТОДИКА РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕХМЕРНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОВЫДЕЛЕНИЯ В РЕАКТОРЕ РБМК-1000 СКАНИРУЮЩИМ ДАТЧИКОМ <i>Александров С.И., Алимов Ю.В., Жирнов А.П., Рождественский И.М., Куренной Е.П., Речкиман А.Э., Шишкин И.А.</i> .....	141
ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗОГРЕВА БВ И ХОЯТ В АВАРИИ С ПОЛНЫМ ОБЕСТОЧИВАНИЕМ РБМК <i>Осипов А.М.</i> .....	143
ПРОГНОЗНЫЕ РАСЧЕТЫ ФОРМОИЗМЕНЕНИЯ ГРАФИТОВОЙ КЛАДКИ РБМК ПО ПРОГРАММЕ GRAD <i>Федосов А.М.</i> .....	146
<b>Техническое обслуживание, ремонт и монтаж оборудования АЭС</b>	
СОЗДАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ДИВИЗИОНЕ ПЕРВОЙ ФАБРИКИ ПРОЦЕССОВ ПСР <i>Любахин С.В.</i> .....	153
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МЕХАНИЧЕСКОГО ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ СВАРОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В АУСТЕНИТНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ДУ300 В ПОМЕЩЕНИЯХ АЭС С РУ РБМК-1000 <i>Бабкин Л.Б., Осипова Т.А., Тарасов А.В.</i> .....	155
РЕМОНТ РАЗНОРОДНЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ № 23 (76,77) ПРИВАРКИ ПЕРЕХОДНОГО КОЛЬЦА К ПАТРУБКУ ПАРОГЕНЕРАТОРА ПГВ-4 (ПГВ-213) С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВКИ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СВАРКИ <i>Гайнутдинов А.Р.</i> .....	160
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК РБМК-1000 НА ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС <i>Годовых П.В.</i> .....	163
МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПЕРИОДИЧНОСТИ ПЛАНОВЫХ ПРОВЕРОК СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ <i>Ершов Г.А., Гурин В.В., Чабан О.Г., Николаев Ф.В.</i> .....	168
ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРСОНАЛА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА АЭС <i>Зангиев А.В., Романов М.И.</i> .....	174
<b>Управление ресурсными характеристиками оборудования и продление срока эксплуатации энергоблоков АЭС</b>	
РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОБОСНОВАНИЮ РЕСУРСА ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ РЕСУРСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК <i>Потапов В.В., Логинов А.М., Ильин В.А.</i> .....	180

ОПТИМИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТМО ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ПРОГРАММ УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСОМ <i>Аркадов Г.В., Павелко В.И., Финкель Б.М.</i> .....	181
УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ВВЭР-1000 АЭС, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>Богачев А.В., Беркович В.Я., Меркун А.В., Муравин Д.Б., Нагорный А.О., Семишкин В.П., Шагов Е.В.</i> .....	186
ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРЭВМ И CFD ПРОГРАММ ПРИ РЕШЕНИИ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ <i>Большухин М.А., Будников А.В., Рогожкин С.А., Свешников Д.Н.</i> .....	193
ПУТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНСТРУКЦИОННОЙ ЦЕЛОСТНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ АС <i>Антонов М.И., Калюттик А.А., Карякин Ю.Е., Ершов Г.А., Аржаев А.А., Аржаев А.И., Маханев В.О.</i> .....	198
ПРОГРЕСС В ОБЛАСТИ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ <i>Геррит Глот, Павел Кодет, Фрэнсис Фоми Вамба, Вальтер Кноблах</i> .....	203
МОНИТОРИНГ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЛОКАЛИЗУЮЩИХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС <i>Кравец С.Б., Потапов В.В.</i> .....	211
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ АС <i>Разыграев А.Н., Разыграев Н.П., Антонов М.И., Карякин Ю.Е., Аржаев А.И., Маханев В.О.</i> .....	212
<b>Повышение надежности электротехнического оборудования</b>	
ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ТОКА РЕЛАКСАЦИИ <i>Кононенко А.И., Хохряков А.В., Уваров А.А., Ратников Д.А., Шикиль Г.Н.</i> .....	216
РЕАЛИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ УРОВНЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 330 КВ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС <i>Бойцов М.А.</i> .....	222
ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ «СИСТЕМ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА» ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ИЗМЕРЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНОЙ АКТИВНОСТИ, МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ И ВИБРАЦИИ НА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ И ТУРБОГЕНЕРАТОРАХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ <i>Аксенов Ю.П., Ярошенко И.В.</i> .....	225
ЧЕТЫРЕХКАНАЛЬНЫЙ ОММЕТР МИКО-9, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С МНОГОКАНАЛЬНОСТЬЮ, И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ <i>Чернышев Н.А., Казыкин С.В.</i> .....	227
ЭКСПЛУАТАЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ АЭС <i>Жуков Д.В., Железняк В.Н.</i> .....	229
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАРАНТИРОВАННЫМ ЭЛЕКТРОПИТАНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ АЭС В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ СВИНЦОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ, БАТАРЕЙ В СИСТЕМАХ АВАРИЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ НА АЭС <i>Алёшкин А.А., Бубнов Ю.И., Ружников В.О., Соколова Ф.А., Суслин А.М., Куриленко В.Э.</i> .....	234
ИННОВАЦИОННОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ <i>Ковалев В.Д.</i> .....	237
ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ АЭС <i>Savorelli E, Tozzi M, Мудрик А.А., Дарьян Л.А.</i> .....	240
РАЗРАБОТКА ДОПОЛНЕНИЙ К МР 1.2.1.13.1037-2015 ПО ДИАГНОСТИКЕ НОВЫХ ТИПОВ НИЗКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ АЭС <i>Циканин А.Г., Кононенко А.И., Степанов А.А., Бубнов И.В., Безбородова Д.И.</i> .....	247
<b>Материаловедение и контроль металла</b>	
РАЗРАБОТКА НОРМ ДОПУСКАЕМЫХ ТОЛЩИН СТенок ДЛЯ ТИПОВЫХ ПРОГРАММ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ АЭС С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ РУ. ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ СКОРОСТИ ЭКИ И ПРИ ОЦЕНКЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ <i>Потапов В.В., Кузьмин Д.А., Андреевкова А.В.</i> .....	251

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБРАБОТКЕ И АНАЛИЗУ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОМУ НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ МЕТАЛЛА И ОБОРУДОВАНИЯ АЭС <i>Александров А.Е., Потапов В.В., Кузьмин Д.А.</i> .....	253
ИЗДАНИЕ «СПРАВОЧНИКА ПО СВОЙСТВАМ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕАКТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» <i>Блохин А.И., Соловьев В.А., Тарасиков В.П.</i> .....	256
РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ПЕРЛИТНЫХ СТАЛЕЙ ДО УРОВНЯ НЕРЖАВЕЮЩИХ СТАЛЕЙ ВО ВСЕХ ПЕРИОДАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ <i>Прозоров В.В., Собко А.А., Доильницын В.А.</i> .....	259
РАЗРАБОТКА, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПАСПОРТИЗАЦИЯ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ АТТЕСТАЦИИ СИСТЕМ И МЕТОДИК НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2 <i>Разыграев А.Н., Разыграев Н.П., Примаков В.В., Урманчеева Е.В., Бурцев Д.Ю.</i> .....	263
<b>Обращение с РАО, подготовка и вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС</b>	
МОБИЛЬНЫЕ МОДУЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ РАО <i>Горбунова О.А., Мишарин В.А., Бурлаков А.И.</i> .....	266
ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ОБРАЩЕНИЯ С РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ <i>Самойлов А.А., Стрижова С.В., Блохин П.А.</i> .....	269
СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К КОМПЛЕКСАМ ПЕРЕРАБОТКИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ РАО ДЛЯ ВНОВЬ СТРОЯЩИХСЯ АЭС <i>Адамович Д.В., Валов Д.А., Зинин А.В., Матвеев А.А., Тедиашвили В.В.</i> .....	276
СООРУЖЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ КУРСКОЙ АЭС <i>Зеркаль Д.Г.</i> .....	279
МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЕКТА ОСУШКИ ОТРАБОТАННОЙ ИОННО-ОБМЕННОЙ СМОЛЫ НА БАЛАКОВСКОЙ АЭС <i>Кожевникова Е.К.</i> .....	286
ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ОТРАБОТАВШИХ РАДИОАКТИВНЫХ ИОНООБМЕННЫХ СМОЛ <i>Савкин А.Е., Карлина О.К.</i> .....	290
РЕАГЕНТНО-СОРБЦИОННАЯ ДООЧИСТКА ВЫСОКОСОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ ОТ РАДИОНУКЛИДОВ <i>Иваненко В.И., Маслова М.В., Локшин Э.П., Корнейков Р.И., Петров А.М.</i> .....	290
ПОСЛЕДНИЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ОБРАЩЕНИЯ С ГРАФИТОМ CL-36 В EDF <i>Бернард Р. Понсе</i> .....	294
ФРАНЦУЗСКАЯ ПРОГРАММА ДЕМОНТАЖА ГРАФИТА ГАЗОВЫХ РЕАКТОРОВ <i>Эстель Дерошэ, Кристоф Дорье</i> .....	298
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ, СВЯЗАННЫХ С ДЕЗАКТИВАЦИЕЙ МЕТАЛЛА В ПРОЦЕССЕ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС <i>Акатов А.А., Коряковский Ю.С., Доильницын В.А.</i> .....	305
РАЗРАБОТКА СТУПЕНЧАТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОКИСЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ АЭС <i>Басиев А.А., Басиев А.Г., Ершов Б.Г., Селиверстов Б.Г., Хубецов С.Б.</i> .....	311
ОСОБЕННОСТИ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ <i>Носов Ю.В., Ровнейко А.В., Ташлыков О.Л., Щеклеин С.Е.</i> .....	314
УСТАНОВКИ ПАСПОРТИЗАЦИИ И ВЫВОДА ИЗ-ПОД РЕГУЛИРУЮЩЕГО КОНТРОЛЯ РАО <i>Крючкова Л.М.</i> .....	319
УПАКОВКИ ДЛЯ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ <i>Радченко Е.М., Соболев А.В., Радченко М.В., Ерзылев С.А.</i> .....	320
КОМПЛЕКС ПЛАЗМЕННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТВЁРДЫХ РАО В ФИЛИАЛЕ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» «ОДИЦ» <i>Кадыров И.И.; Шукин А.П., Шевченко Б.Н.</i> .....	321
ВЫБОР СТРАТЕГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ЖИДКИХ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ НА АЭС АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» <i>Иванов Е.А., Шаров Д.А.</i> .....	322



ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС DIGITAL DECOMMISSIONING – ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ <i>Кононов В.В., Тихоновский В.Л., Журавлев И.И.</i> .....	326
<b>Обращение с ОЯТ</b>	
ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ В СУХОМ ХРАНИЛИЩЕ ХОТ-2 ФГУП «ГХК» ОЯТ РЕАКТОРОВ РБМК-1000 С ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ВЫДЕРЖКОЙ МЕНЕЕ 10 ЛЕТ <i>Сеелев И.Н., Корнеев М.И., Лукашевич А.А.</i> .....	329
ИЗМЕРЕНИЯ ВЫГОРАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА НА КАЛИНИНСКОЙ АЭС И ФЯО ФГУП «ГХК» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВОК СЕРИИ МКС <i>Николаев С.А., Чернов В.А., Волков В.С., Мастеров А.В., Исаев С.Г., Кузин Н.В., Лобков Ю.М., Бунин В.М., Сеелев И.Н., Невин С.Р., Алыев Р.Р., Баженев К.А.</i> .....	333
ИЗМЕРЕНИЯ ПОДКРИТИЧНОСТИ В БАССЕЙНЕ ХРАНИЛИЩА ОЯТ ВВЭР-1000 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ СКП-ХОТ <i>Николаев С.А., Чернов В.А., Мастеров А.В., Волков В.С., Ибрагимов Р.Л., Исаев С.Г., Шульц М.А., Кузин Н.В., Сеелев И.Н., Невин С.Р.</i> .....	337
ФАЗОВЫЙ, ЭЛЕМЕНТНЫЙ И РАДИОНУКЛИДНЫЙ СОСТАВ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ И ОТЛОЖЕНИЙ НА ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ ТРУБАХ КАССЕТ К-17У АМБ <i>Голосов О.А., Николкин В.Н., Панченко В.Л., Цыгвинцев В.А.</i> .....	342
<b>Пожарная безопасность</b>	
ВОПРОСЫ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ <i>Болодьян И.А., Томилин А.В., Леончук П.А.</i> .....	347
ПРОБЛЕМА ОБОСНОВАНИЯ ДОСТАТОЧНОСТИ МЕР ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕЕ РЕШЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА ВЛИЯНИЯ ПОЖАРОВ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА БЕЗОПАСНЫЙ ОСТАНОВ И РАСХОЛАЖИВАНИЕ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СООРУЖЕНИЯ И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС <i>Угорелов В.А., Никифоров Д.В.</i> .....	349
СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТОЙ ЭНЕРГОБЛОКА №3 (БН-600) БЕЛОЯРСКОЙ АЭС <i>Носов Ю.В., Москалев К.В.</i> .....	352
ПОВЫШЕНИЕ ВОДОРОДНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВВЭР СЕПАРАЦИЕЙ ВОДОРОДА ЧЕРЕЗ НИКЕЛЕВУЮ МЕМБРАНУ И ПОГЛОЩЕНИЕМ ЦИРКОНИЕМ <i>Белозеров В.И., Демирджи М., Колукысаоглу Я., Орлов А.В., Орлова Е.А., Чусов И.А.</i> .....	355
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ УНИКАЛЬНЫХ И СЛОЖНЫХ ОБЪЕКТОВ: ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ. ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ <i>Лейхнер А.В.</i> .....	360
ПРОВЕДЕНИЕ ПЕРВЫХ СОРЕВНОВАНИЙ НА ЗВАНИЕ ЛУЧШИХ БОЕВЫХ РАСЧЕТОВ ДПФ ДЕЙСТВУЮЩИХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ – ОСНОВНЫЕ ИТОГИ И ПОДГОТОВКА К ПРОВЕДЕНИЮ СОРЕВНОВАНИЙ В 2018 ГОДУ <i>Богданов А.Е.</i> .....	362
<b>Радиационная безопасность</b>	
КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ДОЗИМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАК СИСТЕМЫ, ВАЖНОЙ ДЛЯ БЕЗОПАСНОСТИ <i>Кислов О.В., Жаринов С.В., Снигирев В.В., Мартюшов Д.Л.</i> .....	364
НОВЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ДОЗ ПЕРСОНАЛА <i>Грудовик В.Р., Стреха А.В., Рыжиков С.С.</i> .....	370
СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ РАДИОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ РОССИЙСКИМИ АЭС В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ <i>Курындин А.В., Шаповалов А.С.</i> .....	373
КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ (АСКРО) НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ <i>Бакин Р.И., Шведов А.М., Красноперов С.Н., Арон Д.В., Киселев А.А.</i> .....	377
ОПЫТ УЧАСТИЯ В МИССИЯХ (ТЕХНИЧЕСКОЙ) ПОДДЕРЖКИ (МП) И ПАРТНЕРСКИХ ПРОВЕРКАХ (ПП) ПО НАПРАВЛЕНИЮ “РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС” <i>Афанаскин Ю.А.</i> .....	379

РАСЧЕТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЗАДАЧ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ПРИ ЗАПРОЕКТНЫХ ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЯХ <i>Киселев А.Е., Долганов К.С., Томащук Д.Ю., Бакин Р.И., Киселев А.А., Красноперов С.Н.</i> .....	383
РАЗРАБОТКА СТУПЕНЧАТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОКИСЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ АЭС <i>Басиев А.А., Басиев А.Г., Ершов Б.Г., Селиверстов Б.Г., Хубецов С.Б.</i> .....	386
ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ КОНТРОЛИРУЕМЫХ РАДИОНУКЛИДОВ В ГАЗОАЭРОЗОЛЬНЫХ ВЫБРОСАХ АЭС НА ПРИМЕРЕ ЗАРУБЕЖНЫХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ СОВЕТСКОГО ДИЗАЙНА <i>Вуколова А.-Н.В., Русинкевич А.А., Долгих А.П., Дьяконов С.Л., Кофанов А.В., Швалев Н.Г.</i> .....	389
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИДК, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ОБНОВЛЁННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ФЕДЕРАЛЬНЫХ НОРМ И ПРАВИЛ ПО 3-МУ КЛАССУ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБОРУДОВАНИЕ И СТАНДАРТОВ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» <i>Глень Д.А.</i> .....	393
УЧЕТ НИЖНЕГО ПРЕДЕЛА ИЗМЕРЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ ГАЗОАЭРОЗОЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ РАДИОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА АЭС <i>Вуколова А.-Н.В., Русинкевич А.А., Долгих А.П., Дьяконов С.Л., Кофанов А.В., Швалев Н.Г.</i> .....	394
МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОНАХОЖДЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ <i>Бородин Р.В., Камаев Д.А.</i> .....	399
ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕЩЕНИЯ НА АЭС СТАЦИОНАРНЫХ ПОСТОВ КОНТРОЛЯ ЗА ОБЪЕМНОЙ АКТИВНОСТЬЮ РАДИОАКТИВНЫХ АЭРОЗОЛЕЙ В ПРИЗЕМНОМ СЛОЕ ВОЗДУХА И ПЛОТНОСТЬЮ АТМОСФЕРНЫХ РАДИОАКТИВНЫХ ВЫПАДЕНИЙ <i>Крышев И.И., Булгаков В.Г., Крышев А.И., Каткова М.Н., Сазыкина Т.Г., Гниломедов В.Д., Косых И.В., Газиев И.Я.</i> .....	403
РАЗРАБОТКА И ВЕРИФИКАЦИЯ МОДУЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ КИНЕТИКИ СОЕДИНЕНИЙ ЙОДА И ЦЕЗИЯ. ЧАСТЬ 1. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ТЕСТЫ <i>Ковалишин А.А., Лалетин М.Н., Повещенко О.Ю.</i> .....	403
ОЦЕНКИ ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА РАДИОАКТИВНЫХ АЭРОЗОЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОДНОКАСКАДНОГО ИНЕРЦИОННОГО РАЗДЕЛИТЕЛЯ <i>Хусейн Ю.Н., Припачкин Д.А., Будыка А.К.</i> .....	408
ОЦЕНКИ АМАД А-активных РАДИОНУКЛИДОВ И ОБЪЕМНОЙ АКТИВНОСТИ С ПОМОЩЬЮ НОВОЙ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ <i>Хусейн Ю.Н., Припачкин Д.А., Будыка А.К.</i> .....	409
<b>Экология</b>	
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАДИАЦИОННЫХ И ХИМИЧЕСКИХ РИСКОВ В РЕГИОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС <i>Аракелян А.А., Панченко С.В., Стрижова С.В., Шашина Т.А.</i> .....	410
ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РФ И ОЦЕНКА ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ВОДОБЕСПЕЧЕННОСТЬ АЭС <i>Обязов В.А., Марков М.Л.</i> .....	416
БОРЬБА С БИООБРАСТАНИЕМ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАФИОЛЕТОВОГО ОБЕЗЗАРАЖИВАНИЯ <i>Лурье М.А., Душенко А.Ю., Онищенко Д.О.</i> .....	419
ОЦЕНКА ДОЗЫ ОБЛУЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ БИОТЫ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ БЕЛОЯРСКОЙ АЭС <i>Сазыкина Т.Г., Крышев И.И.</i> .....	421
РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВИЧНОГО БИОЛОГО-ХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ БАЛАКОВСКОЙ И НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС <i>Воронин М.Ю., Тусеев Д.В., Ситников О.Д., Орлова М.И., Кузьмин В.В., Корнева Л.Г., Тарасова Н.Г., Глинская Е.В., Евдокимов Н.А., Кияшко В.В., Грищенко К.Г.</i> .....	425
НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ НОРМИРОВАНИЯ, УЧЕТА И ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ <i>Воронина М.М.</i> .....	429
ПРОГНОЗ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ОПЫТНОГО ДЕМОСТРАЦИОННОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С РУ-БРЕСТ-ОД-300 <i>Алексахин Р.М., Спириин Е.В., Соломатин В.М.</i> .....	434
<b>Противоаварийная готовность</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЙ НА ПМТ ВВВЭР <i>Жукавин А.П., Осадчая Д.Ю., Фукс Р.Л.</i> .....	439
ПЕРЕСМОТР ПОДХОДОВ К АВАРИЙНОМУ ЗОНИРОВАНИЮ ТЕРРИТОРИЙ В РАЗРЕЗЕ УЧЕТА СОБЫТИЙ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ЗАПРОЕКТНЫХ АВАРИЙ НА НЕСКОЛЬКИХ БЛОКАХ АЭС <i>Косов А.Д., Орехов А.А., Илларионенкова Д.В.</i> .....	444

РАСЧЕТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЗАДАЧ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ПРИ ЗАПРОЕКТНЫХ И ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЯХ <i>Киселев А.Е., Долганов К.С., Томащук Д.Ю., Бакин Р.И., Киселев А.А., Красноперов С.Н.</i> .....	446
ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПОСЛЕДСТВИЙ РАДИАЦИОННЫХ АВАРИЙ <i>Арон Д.В.</i> .....	449
ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «ВИРТУАЛЬНО-ЦИФРОВАЯ АЭС С ВВЭР» КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СЦЕНАРИЕВ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК И АНАЛИЗА РАЗВИТИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА АЭС <i>Дружаев А.А., Чернаков В.А., Мосунова Н.А., Стрижов В.Ф.</i> .....	453
РАЗВИТИЕ ОПЕРАТИВНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СИСТЕМЫ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ АЭС <i>Косов А.Д., Орехов А.А., Абуталипов Р.А., Илларионенкова Д.В.</i> .....	457
<b>РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ</b>	
<b>Ключевые направления опережающего технологического развития атомной энергетики</b>	
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В XXI ВЕКЕ <i>Алексеев С.В.</i> .....	460
ИННОВАЦИОННЫЕ РЕАКТОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ 4-ГО ПОКОЛЕНИЯ И ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ИХ РАЗВИТИЯ В РАМКАХ МЕЖДУНАРОДНОГО ФОРУМА «ПОКОЛЕНИЕ-IV» <i>Ашурко Ю.М.</i> .....	462
ОПТИМИЗАЦИЯ ДВУХКОМПОНЕНТНОЙ ЯЭС НА ОСНОВЕ РЕАКТОРОВ РБН И ТР <i>Муравьев Е.В.</i> .....	468
РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОЯТ ТЕПЛОВЫХ РЕАКТОРОВ В ДВУХКОМПОНЕНТНОЙ СИСТЕМЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ <i>Каграманян В.С., Чебесков А.Н., Декусар В.М., Гурская О.С.</i> .....	478
СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ СО СВИНЦОВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ <i>Лемехов В.В., Моисеев А.В., Смирнов В.С., Ярмоленко О.А., Васюхно В.П., Черепнин Ю.С., Афремов Д.А., Лемехов Ю.В.</i> .....	485
МОДУЛЬНЫЕ СВИНЦОВО-ВИСМУТОВЫЕ БЫСТРЫЕ РЕАКТОРЫ ДЛЯ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ <i>Степанов В.С., Комаров А.А., Болванчиков С.Н., Лунев Г.Д., Сошников А.А., Климов Н.Н.</i> .....	490
ПОТЕНЦИАЛ И ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДЯНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВКАХ <i>Седов А.А.</i> .....	496
ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБОСНОВАНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ С РЕАКТОРОМ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ С НАТРИЕВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА И ДРУГИХ ИННОВАЦИОННЫХ ПРИМЕНЕНИЙ <i>Сорокин А.П., Гулевич А.В., Камаев А.А., Кузина Ю.А., Иванов А.П., Алексеев В.В., Морозов А.В.</i> .....	503
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КИПЕНИЯ НАТРИЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ В МОДЕЛИ ТВС РЕАКТОРАНА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ <i>Сорокин А.П., Кузина Ю.А., Иванов Е.Ф., Привезенцев В.В., Ашурко Ю.М., Волков А.В., Беренский Л.Л., Денисова Н.А.</i> .....	508
ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНОГО ЭНЕРГОБЛОКА НА ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА АЭС С РУ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ <i>Болнов В.А., Зотов И. С., Ушатиков А.С., Образцов Е. П., Капица Д.В.</i> .....	514
ПЕРСПЕКТИВЫ МНОГОКРАТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕГЕНЕРИРОВАННОГО УРАНА В ЛЕГКОВОДНЫХ РЕАКТОРАХ С ДООБОГАЩЕНИЕМ ПРИ ПОМОЩИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ <i>Невиница В.А., Бландинский В.Ю., Бобров Е.А., Гроль А.В., Дудников А.А., Фомиченко П.А., Гусев В.Е., Смирнов А.Ю., Сулаберидзе Г.А.</i> .....	516
ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕНА В ПОЛОСТИ НАД РАСПЛАВОМ ПРИ ЕГО УДЕРЖАНИИ В КОРПУСЕ РЕАКТОРА ТИПА ВВЭР <i>Каменская Д.Д., Валетов Д.К., Филиппов А.С.</i> .....	522
МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАСЧЕТНОГО ОБОСНОВАНИЯ ПОСТАНОВКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ТВС С НИТРИДНЫМ ТОПЛИВОМ В РЕАКТОР БН-600 <i>Алексеев П.Н., Невиница В.А., Фомиченко П.А., Белов С.Б., Марова Е.В., Фаракин М.Р., Радионьчева А.А.</i> .....	527
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ЗА СЧЁТ УТИЛИЗАЦИИ СБРОСНОЙ ТЕПЛОТЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС <i>Пустовалов С.Б., Субботин С.А., Легуенко С.К., Савицкий А.И.</i> .....	535

## Сооружение новых энергоблоков АЭС

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПАССИВНЫХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ПРОЕКТОВ АЭС С ВВЭР <i>Морозов А.В., Калякин Д.С., Шлепкин А.С., Сахингареев А.Р., Рагулин С.В.</i> .....	539
МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ КЛАССОВ БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ <i>Ершов Г.А., Гурин В.В., Николаев Ф.В., Чабан О.Г., Любарский А.В., Морозов В.Б., Швыряев Ю.В.</i> .....	544
ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА ПРОЦЕССОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА <i>Ребергер А.М., Метс А.А.</i> .....	549
МЕТОДИКА АНАЛИЗА ГОТОВНОСТИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ <i>Ершов Г.А., Гурин В.В., Николаев Ф.В., Чабан О.Г., Морозов В.Б., Швыряев Ю.В.</i> .....	553
ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ АЭС ПРИ ПАДЕНИИ ТЯЖЕЛОГО КОММЕРЧЕСКОГО САМОЛЕТА С УЧЕТОМ НЕЛИНЕЙНОЙ РАБОТЫ КОНСТРУКЦИЙ <i>Модестов В.С., Лукин А.В., Муртазин И.Р., Федоренко Р. В., Кудрявцев А.А.</i> .....	558
АТОМНАЯ ТЕПЛОФИКАЦИЯ В РОССИИ – ИМЕЮЩИЙСЯ ОПЫТ, ПОТЕНЦИАЛ ОТРАСЛИ, ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ <i>Болдырев В.М.</i> .....	565
МНОГОЦЕЛЕВОЙ ЯДЕРНЫЙ ЭНЕРГОБЛОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 75 МВт <i>Хорасанов Г.Л., Самохин Д.С., Зевякин А.С., Земсков Е.А., Блохин А.И.</i> .....	568
ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА НУЖДЫ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ УНИВЕРСАЛЬНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ВОЗДУХООХЛАДИТЕЛЯМИ НА КОСВЕННО-ИСПАРИТЕЛЬНОМ ЦИКЛЕ <i>Шафиков Р.Т.</i> .....	571
<b>Опыт ввода в эксплуатацию новых энергоблоков</b>	
УЧЕТ ОПЫТА ПНР В ПРОЕКТАХ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС <i>Кормилицын А.А., Сычугин В.И., Разинцев В.М., Козлова Н.В.</i> .....	576
ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НОВЫХ АЭС <i>Сухаруков Ю.Г., Смолин Ю.В., Соколов К.В.</i> .....	579
ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПУСКА РУ БН-800 ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В РЕЖИМАХ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>Фадеев И.Д., Дмитриева И.В., Рогожкин С.А., Шепелев С.Ф.</i> .....	587
СТРАТЕГИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПНР НА ПЛОЩАДКАХ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС <i>Рачков В.Л.</i> .....	592
КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПНР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАШЗАЛА БЛОКА №1 НВАЭС-2 <i>Поздняков А.В.</i> .....	593
ОПЫТ ШВАРТОВНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОТСЕКА И ОБОРУДОВАНИЯ ПЕРЕГРУЗОЧНОГО КОМПЛЕКСА ГОЛОВНОГО ПЛАВУЧЕГО ЭНЕРГОБЛОКА <i>Алиев Р. Р., Канаков В. Ю.</i> .....	599
АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА И ОБРАБОТКИ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ХОДЕ ПНР НА ПЛОЩАДКАХ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС <i>Кавришвили З.О.</i> .....	604
РЕКОМЕНДАЦИИ МАГАТЭ ПО ОЦЕНКЕ ЗАПАСА СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС И ПРОБЛЕМЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ В РФ <i>Булахтин К.В., Казновский П.С., Касьянов К.Г., Рясный С.И., Шугорев А.В.</i> .....	608
ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА В ПРОЦЕССЕ ПУСКА И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА <i>Крицкий В.Г., Мелкумов И.С., Прохоров Н.А., Пинежский С.О., Стяжкин П.С.</i> .....	611
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ ПОДПИТКИ И БОРНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ (10КВА) <i>Непряхин В.Б.</i> .....	617
ВЫБОР ГРАНИЦ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ПРИ ПОДТВЕРЖДЕНИИ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ РАЗВЕТВЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-РАСЧЕТНЫМ МЕТОДОМ <i>Булахтин К.В., Казновский П.С., Касьянов К.Г., Мухрыгин А.А., Рясный С.И., Шугорев А.В.</i> .....	622
ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМ ОЧИСТКИ НАТРИЕВОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ РУ БН-800 <i>Гусаков Н.Н.</i> .....	626
ОПЫТ ШВАРТОВНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ МАШИННОГО ОТДЕЛЕНИЯ ГОЛОВНОГО ПЛАВУЧЕГО ЭНЕРГОБЛОКА <i>Волков М.В., Дунаев В.А.</i> .....	630

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГОЛОВНОГО ПЛАВУЧЕГО ЭНЕРГООБЛОКА <i>Дунаев В.А., Волков М.В.</i> .....	634
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ ПАССИВНОГО ОТВОДА ТЕПЛА ОТ ЗАЩИТНОЙ ОБОЛОЧКИ (СПОТ 30) <i>Опалев А.Э.</i> .....	640
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ, ВЫПОЛНЕННЫХ НА ЭТАПЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ РУ БН-800 <i>Пахолков В.В., Рогожкин С.А., Фадеев И.Д., Шепелев С.Ф.</i> .....	648
<b>Повышение надежности и кибербезопасности АСУ ТП</b>	
ОПРОБОВАНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ИНФОРМАЦИИ СВРК НА БЛОКЕ №1 НВАЭС-2 <i>Семенухин А.В., Саунин Ю.В., Жук М.М.</i> .....	652
ПОВЫШЕНИЕ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ АСУ ТП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО АНАЛИЗА И МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ <i>Домуховский Н.А.</i> .....	656
<b>ЭКОНОМИКА И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ</b>	
<b>Экономика атомной энергетики</b>	
РАЗВИТИЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСКОЙ СРЕДЫ: МИРОВЫЕ ТРЕНДЫ И ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ» <i>Ляхова Е.В., Хлебникова Н.С., Чернов О.В.</i> .....	661
ПЛАНИРОВАНИЕ РАСХОДОВ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ АЭС <i>Осецкая М.М.</i> .....	666
ЭКОНОМИКА АЭС С РБН: ДОЛГОСРОЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ <i>Толстоухов Д.А., Панов С.А., Пресняков И.В.</i> .....	673
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ ВНЕДРЕНИЯ В КОМПАНИИ ИННОВАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ СТЕЙКХОЛДЕРСКОГО ПОДХОДА И СЕТЕВЫХ ФОРМ ОРГАНИЗАЦИИ БИЗНЕСА <i>Смирнова Л.С.</i> .....	675
ПОВЫШЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ КАК ИНСТРУМЕНТА ДИВЕРСИФИКАЦИИ ЭНЕРГООБАЛАНСА И РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ <i>Веселов Ф.В., Панкрушина Т.Г., Новикова Т.В., Толстоухов Д.А.</i> .....	682
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА АЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ПРОИЗВОДСТВА ТОПЛИВА <i>Колтун О.В., Павлов А.С., Темишев Р.Р., Тыкшаев В.П., Орехов М.Н.</i> .....	688
ЭФФЕКТИВНОСТЬ: ЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ, ЛУЧШИЕ СИСТЕМЫ <i>Демидова Л.Н.</i> .....	692
СИСТЕМА ЦЕЛЕПОЛАГАНИЯ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»: ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ <i>Гущин А.В.</i> .....	694
РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРОЕКТА АС С ЭНЕРГООБЛОКОМ БНГТ-300 НА ПРЕДПРОЕКТНОЙ СТАДИИ <i>Будьлов Е.Г., Вербицкий А.Г., Тревгода М.М.</i> .....	696
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГООБЛОКА АСММ НА БАЗЕ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ШЕЛЬФ <i>Молоканов Н.А., Гольцов А.Е.</i> .....	701
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГООБЛОКОВ БН ПРИ РАБОТЕ В ЗЯТЦ <i>Широков А.В., Марова Е.В., Шепелев С.Ф.</i> .....	707
<b>Информационные технологии в атомной энергетике</b>	
КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПО МОНИТОРИНГУ И ПРЕДСТАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ АЭС АО «КОНЦЕРНА РОСЭНЕРГОАТОМ» В ОТКАЗОУСТОЙЧИВОМ И КАТАСТРОФОУСТОЙЧИВОМ ИСПОЛНЕНИИ <i>Лысачев М.Н.</i> .....	711
АВТОМТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ ДЛЯ ДОКУМЕНТАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭНЕРГООБЛОКОВ АС <i>Фролов Ф.В.</i> .....	716

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПОТОКОВ ДАННЫХ В АСУ ТП <i>Белоусов П.А., Скомоухов А.О.</i> .....	720
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ИЗОБРАЖЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СПЕКТРА КОЛЕБАНИЙ ОБЪЕКТА <i>Друмов И.В., Мальшев Г.С.</i> .....	723
СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ И РАБОТЫ С АРХИВАМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ СВРК. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПОТЕНЦИАЛ <i>Хализов М.В., Синегуб О.И. Елисеев И.А.</i> .....	726
ЭЛЕКТРОННАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ – ИНСТРУМЕНТ СОЗДАНИЯ ЭТАЛОННОЙ БАЗЫ ЗНАНИЙ ОБ ОБЪЕКТАХ И ПРОЦЕССАХ ОБСЛУЖИВАНИЯ АЭС <i>Гусаров Е.С., Соколов А.В., Гуринович В.Д.</i> .....	728
ИНТЕГРИРУЮЩИЙ ПРОЕКТ КАК ИНСТРУМЕНТ СОЗДАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЖЦ ОИАЭ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ПН «ПРОРЫВ» <i>Корчененков Д.А., Каталевич А.М., Николаев М.С.</i> .....	732
РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ, МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОМПОНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС “ХАНХИКИВИ-1” <i>Догов А.А.</i> .....	737
СОЗДАНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ ЛОКАЛЬНОЙ БАЗЫ ПЕРСОНАЛЬНЫХ ДАННЫХ СОТРУДНИКОВ НА ОСНОВЕ ВЫГРУЗКИ ИЗ ИНФОРМАЦИОННОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ <i>Шифрин А.М., Зюзина М.В.</i> .....	739
<b>КАДРОВЫЙ РЕСУРС АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ</b>	
<b>Кадровый ресурс атомной энергетики</b>	
ПРОГНОЗ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В СПЕЦИАЛИСТАХ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С РЕАКТОРАМИ ТИПА БН (БН-600, БН-800, БН-1200) <i>Ташлыклов О.Л., Щеклеин С.Е., Химчак Д.М., Тучков А.М.</i> .....	744
AGILE: ИНЖИНИРИНГ БУДУЩЕГО <i>Малоземов С.Н., Курицын Д.Б., Фокин К.Б.</i> .....	744
МОЛОДЕЖНАЯ ПОЛИТИКА ИНЖИНИРИНГОВОГО ДИВИЗИОНА <i>Фокин К.Б.</i> .....	745
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО НАБОРУ ПЕРСОНАЛА SEZ <i>Бица Н.</i> .....	745
НЕМАТЕРИАЛЬНАЯ МОТИВАЦИЯ. РАЗВИТИЕ ПРИВЕРЖЕННОСТИ БЕЗОПАСНОСТИ У РАБОТНИКОВ ДИВИЗИОНА <i>Косарева И.В.</i> .....	746
МАТЕРИАЛЬНАЯ МОТИВАЦИЯ РАБОТНИКОВ, НАПРАВЛЕННАЯ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС <i>Ковалев А.В.</i> .....	746
ИНСТРУМЕНТЫ МОТИВАЦИИ ПЕРСОНАЛА, НАПРАВЛЯЕМОГО НА ЗАРУБЕЖНЫЕ АЭС РОСАТОМ <i>Кваша А.В.</i> .....	746
ОРГАНИЗАЦИЯ ВУЗОВСКОЙ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ АЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛНОМАСШТАБНОГО ТРЕНАЖЕРА <i>Вольман М.А.</i> .....	746
РЕАЛИЗАЦИЯ ПРАКТИКО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОЕКТОВ ГК «РОСАТОМ» В РЕСУРСНОМ ЦЕНТРЕ НИЯУ МИФИ <i>Руденко В.А., Головкин М.В., Бубликова И.А., Привалова Н.Ф.</i> .....	747
ОПЫТ ПОДГОТОВКИ И ПРОБЛЕМЫ ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННЫХ СТУДЕНТОВ В ИАТЭ НИЯУ МИФИ <i>Лескин С.Т., Слободчук В.И., Чистозвонова Е.А.</i> .....	748
МЕЖДУНАРОДНОЕ МЕЖВУЗОВСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ПОДДЕРЖКУ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОЕКТОВ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ» (АЭС, ЦЯНТ) И ПРОДВИЖЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ЯДЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ <i>Филиппов И.С., Карманов Ф.И., Артисюк В.В., Карезин В.В.</i> .....	748
ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА АЭС «РУППУР» В РОССИИ <i>Крицкий Р.О., Борисенко М.И., Лященко С.А.</i> .....	749
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА ИНОСТРАННОГО ЗАКАЗЧИКА: БАЗОВЫЕ КУРСЫ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА ВЛАДЕЛЬЦА АЭС <i>Подолькин Д.П., Пономаренко А.А., Шулепова Н.А.</i> .....	749

ПОДГОТОВКА МЕЖДУНАРОДНЫХ ЛИДЕРОВ ДЛЯ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ: ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ СОВМЕСТНЫХ ШКОЛ РОССИЯ-МАГАТЭ ПО УПРАВЛЕНИЮ В ОБЛАСТИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ <i>Филипьев И.С., Карманов Ф.И., Артисюк В.В.</i> .....	750
РАЗРАБОТКА ИНТЕРНЕТ-ГЛОССАРИЯ ТЕРМИНОВ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ <i>Варсеев Е.В., Андриюшин И.И., Магда Р.Р., Талабанов М.Г., Артисюк В.В., Варсеева Н.Е.</i> .....	751
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФОРМАТА НАУЧНЫХ СТАЖИРОВОК КАК ПРОДВИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ВТГР НА ВНЕШНИЕ РЫНКИ <i>Дьяченко А.И., Артисюк В.В., Пономарев-Степной Н.Н., Алексеев С.В.</i> .....	753
<b>Использование опыта и экспертного потенциала ветеранов. Наставничество</b>	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ АС ПРИ ОБУЧЕНИИ ПЕРСОНАЛА <i>Михеев М.И.</i> .....	755
ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ПРИ СООРУЖЕНИИ ОБЪЕКТОВ АЭС <i>Рухман Г.С.</i> .....	759
НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ЧЕРНОБЫЛЬСКОЙ АВАРИИ <i>Патраков А.И.</i> .....	761
ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ <i>Фианцев В.С., Сигал М.В.</i> .....	763
ЛЕНИНГРАДСКАЯ АЭС СЕГОДНЯ – ЗАВТРА <i>Карраск М.П.</i> .....	765
ОПЫТ РАЦИОНАЛЬНОГО ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС <i>Олейник В.К.</i> .....	771
ПРОБЛЕМЫ И ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «КОЛЬСКИЙ ЭНЕРГОМОСТ» ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПОРТА ИЗБЫТОЧНОЙ МОЩНОСТИ КОЛЬСКОЙ АЭС В СКАНДИНАВСКУЮ ЭНЕРГОСИСТЕМУ «NORDEL» <i>Вишняков В.З.</i> .....	776
ПОЛНОМАСШТАБНАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ТЕЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (АСОТТ) <i>Юрков М.В.</i> .....	779
ОПЫТ И УРОКИ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА БН-600 <i>Карпенко А.И., Бельтюков А.И., Киселёв С.В.</i> .....	783
РЕГЛАМЕНТ ПО ПЕРЕВОДУ ОЯТ С «МОКРОГО» ХРАНЕНИЯ НА «СУХОЕ» НА СМОЛЕНСКОЙ АЭС <i>Антоненко В.М.</i> .....	792
ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА В ПЕРИОД ПЕРЕХОДА ОТ ВЫВОДИМЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ К ЗАМЕЩАЮЩИМ ЭНЕРГОБЛОКАМ АЭС <i>Полтараков Г.И.</i> .....	795
«КАДРЫ РЕШАЮТ ВСЁ!» ДОПОЛНИТЬ: «ВЫСОКОКЛАССНЫХ ПРОФЕССИОНАЛОВ...» (РОЛЬ НАСТАВНИЧЕСТВА В ЭТОЙ ПРОГРАММЕ) <i>Терёхин Ю.К.</i> .....	798
<b>Молодежь атомной энергетики и безопасная эксплуатация АЭС</b>	
КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ <i>Распов Д.А., Белоусов П.А.</i> .....	800
АМПУЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОБЛУЧЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ И ТВЭЛ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ <i>Выбыванец В.И., Солнцева Е.С., Колесников Е.Г., Сериков В.С., Андросов А.В.</i> .....	801
МЕТОД ПОИСКА МАРШРУТОВ С МИНИМАЛЬНОЙ ДОЗОЙ ОБЛУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА НА РАДИОАКТИВНО ЗАГРЯЗНЁННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ <i>Чижов К.А., Крючков В.П.</i> .....	804
АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ .....	809

# ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ БАШЕННЫХ ИСПАРИТЕЛЬНЫХ ГРАДИРЕН ЭНЕГОБЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР

Тяпков В.Ф., Крутских Д.А.  
АО «ВНИИАЭС», г. Москва

## Введение

Проблемами, присущими любым системам охлаждающей воды, в том числе и системам с башенными испарительными градирнями (БИГ) являются:

- коррозия, которая способствует преждевременному повреждению металла. Отложения продуктов коррозии снижают как теплопередачу, так и скорость потока охлаждающей воды;
- накипеобразование, вызванное осаждением неорганических соединений, например, карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$ , на теплообменных поверхностях. Накипь оказывает негативное влияние на теплопередачу и уменьшает скорость потока охлаждающей воды;
- биообрастание – имеет место при выпадении в осадок взвешенных твёрдых веществ, появлении продуктов коррозии и росте микробной массы. Попадая с циркуляционной водой в охлаждаемые агрегаты, микроорганизмы и водоросли начинают интенсивно развиваться и размножаться, постепенно покрывая охлаждаемую поверхность слизистой плёнкой, к которой прилипают взвешенные вещества неорганического происхождения. Биообрастание оказывает на систему водоснабжения такое же негативное влияние, что и накипь, и, кроме того, способствует возникновению подшламовой коррозии.

## 1. Коррекционная обработка охлаждающей воды

С целью борьбы с коррозией, накипеобразованием и биообрастанием в системах оборотного водоснабжения необходимо применение технологий коррекционной обработки охлаждающей воды.

По способу реализации коррекционная обработка охлаждающей воды подразделяется на два вида – реагентную и безреагентную.

Реагентная коррекционная обработка заключается в дозировании в охлаждающую воду специальных химических реагентов – ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложения и биоцидов (реагентов для борьбы с биообрастанием). Действующие вещества могут содержаться непосредственно в реагентах или образовываться при физическом (например, ультрафиолетовое излучение) или физико-химическом (например, действие катализатора) воздействии на реагент, растворённый в охлаждающей воде.

Безреагентная коррекционная обработка заключается в генерации действующих веществ непосредственно из охлаждающей воды при физическом (например, ультрафиолетовое излучение) или физико-химическом (например, действие катализатора) воздействии.

## 2. Водно-химический режим башенной испарительной градирни энергоблока № 3 Ростовской АЭС

Проектом энергоблока № 3 Ростовской АЭС в системе охлаждающей воды основного оборудования был предусмотрен водно-химический режим (ВХР) с дозированием в оборотную воду гидрогеля коллоидного углерода (с целью борьбы с солеотложениями и коррозией) и шокowymi обработками товарным гипохлоритом натрия  $\text{NaClO}$  с целью борьбы с биологическим обрастанием.

ВХР с дозированием гидрогеля коллоидного углерода не является эффективным для ингибирования образования карбонатных отложений, а также не имеет достаточной референтности применения.

В 2010–2011 гг. на Нововоронежской АЭС были проведены испытания технологии коллоидного ингибирования на теплообменнике дистиллята выпарной установки СВО-3 энергоблоков № 3,4. По результатам испытаний эффективность ингибирования образования карбонатных отложений гидрогелем коллоидного углерода не подтверждена [1].

Помимо перечисленных обстоятельств, следует отметить, что к моменту начала пуско-наладочных работ на энергоблоке № 3 Ростовской АЭС отсутствовал опыт наладки ВХР оборотной воды с дозированием гидрогеля коллоидного углерода. Аттестованная методика измерений концентрации коллоидного ингибитора в водных средах АЭС также отсутствует.

Кроме того, в жаркий летний период 2016 г. температура воды на входе в БИГ достигала  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что существенно превышает установленную проектом энергоблока предельную величину данного параметра  $42\text{ }^{\circ}\text{C}$  (на выходе из БИГ – не более  $32\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) [2].

Величина карбонатной жёсткости охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС с сентября 2015 г. по август 2016 г. достигала максимального значения  $4,8\text{ мг-экв/дм}^3$ . На рисунке 3 представлены результаты экспериментов по определению скорости распада гидрокарбоната кальция  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  в обогреваемых трубках в первую минуту нагрева в зависимости от исходной величины карбонатной жёсткости воды  $J_k$  [3]. Исходя из представленных на рис. 1 данных следует, что для условий системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС можно ожидать интенсификации процессов образования карбонатных отложений на внутрикорпусных устройствах БИГ при температуре оборотной воды на входе БИГ более  $44\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Совокупность вышеперечисленных факторов привела в итоге к тому, что 04.09.2016 в ППР-2016 на энергоблоке № 3 Ростовской АЭС зафиксировано отклонение «Механические повреждения опорных балок блоков оросителей башенной испарительной градирни вызванное превышением допустимой нагрузки из-за увеличения веса оросителей в результате образования карбонатных отложений при эксплуатации башенной испарительной градирни с температурой циркуляционной воды, при которой происходит интенсивное образование карбонатных отложений» [4].

С целью выработки решения по переходу на новый ВХР системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС специалистами АО «Концерн Росэнергоатом», Ростовской АЭС,



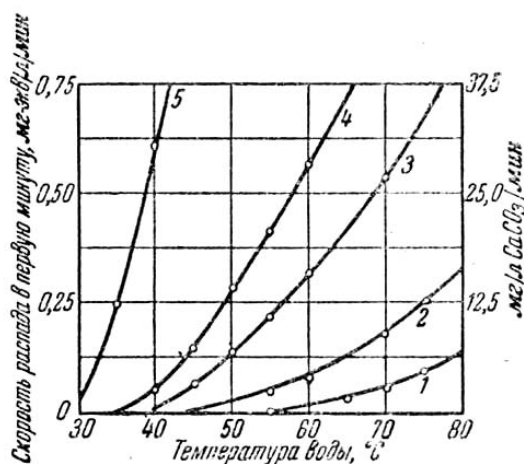


Рис. 1. Скорость распада  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  в обогреваемых трубах в первую минуту нагрева в зависимости от исходной величины карбонатной жесткости воды: 1 - Жк = 3,6 мг-экв/дм<sup>3</sup>, 2 - Жк = 5,4 мг-экв/дм<sup>3</sup>, 3 - Жк = 6,1 мг-экв/дм<sup>3</sup>, 4 - Жк = 8,6 мг-экв/дм<sup>3</sup>, 5 - Жк = 14,3 мг-экв/дм<sup>3</sup>

АО ИК «АСЭ» и АО «ВНИИАЭС» были проведены работы по выбору нового ВХР.

По результатам данных совещаний было решено провести опытно-промышленную эксплуатацию режима опробования коррекционной обработки охлаждающей воды основного оборудования энергоблока №3 Ростовской АЭС ингибитором коррозии и солеотложений «Акварезалт 1010» (производится ООО «ВТЛ», Российская Федерация, г. Санкт-Петербург) с реализацией мероприятий по осуществлению контроля состояния внутрикорпусных устройств башенной испарительной градирни.

ВХР системы охлаждающей воды основного оборудования с дозированием ингибитора коррозии и солеотложений «Акварезалт 1010» имеет ряд преимуществ по сравнению с ВХР с дозированием гидрогеля коллоидного углерода, а именно:

- референтность применения в атомной энергетике (проектный ВХР системы основной охлаждающей воды энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС);
- есть опыт наладки ВХР на энергоблоке № 6 Нововоронежской АЭС;
- имеется положительный применения реагента «Акварезалт 1010» в системах охлаждения тепловых электростанций;
- есть аттестованная методика определения концентрации ингибитора в водных средах.

Ингибитор коррозии и солеотложений имеет также утверждённый норматив ПДК в воде рыбохозяйственных водоёмов (необходимое условие для осуществления сбросов продувочной воды БИГ в водоём-охладитель Ростовской АЭС).

В состав ингибитора коррозии и солеотложений входят нейтрализованные фосфоновые кислоты, полиэпоксидантарная кислота и вода.

С целью подтверждения эффективности ингибирования карбонатных отложений в условиях БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС ООО ИЦ «Энергопрогресс» в аккредитованной лаборатории выполнены исследования работоспособности и эффективности ингибитора коррозии и солеотложений «Акварезалт 1010» для обработки оборотной воды системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС с оформлением отчёта.

Результаты испытаний показывают эффективность в отношении накипеобразования ингибитора коррозии и солеотложений «Акварезалт 1010» в условиях системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС при температурах до 50 °С. По результатам определены оптимальные концентрации ингибитора в оборотной воде — от 5 до 9 мг/дм<sup>3</sup> [5].

При стабильной работе системы охлаждающей воды основного оборудования концентрация ингибитора коррозии и солеотложений в оборотной воде должна составлять от 4,5 до 7,5 мг/дм<sup>3</sup> при коэффициенте упаривания от 1,5 до 2,5 соответственно (на начальном этапе дозирования реагента его концентрация в оборотной воде должна составлять не менее 8,0 мг/дм<sup>3</sup>). В переходные периоды допускается отклонение концентрации реагента «Акварезалт 1010» от расчётной не более чем на 30 %, при стабильной работе — до 10 %.

Дозирование реагента «Акварезалт 1010» осуществляется в полном соответствии с величиной продувки оборотной системы. Величина продувки  $Q_{\text{прод}}$ , м<sup>3</sup>/ч, определяют на основании известного значения расхода добавочной воды  $Q_{\text{доб}}$ , м<sup>3</sup>/ч, и измеренного значения коэффициента упаривания  $\phi$  по формуле

$$Q_{\text{прод}} = \frac{Q_{\text{доб}}}{\phi}, \quad (1)$$

Величину коэффициента упаривания оборотной системы ежедневно определяют по формуле (14).

Расход реагента «Акварезалт 1010»  $Q_{\text{доз}}$ , м<sup>3</sup>/ч, в зависимости от расхода добавочной воды в системе  $Q_{\text{доб}}$ , м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{доз}} = \frac{Q_{\text{доб}} \cdot C_{\text{и}}^{\text{р}}}{\phi}, \quad (2)$$

где  $C_{\text{и}}^{\text{р}}$  — рабочая концентрация реагента «Акварезалт 1010».

Исходя из опыта эксплуатации оборотной системы охлаждения энергоблока № 3 Ростовской АЭС, при ведении ВХР с коррекционной обработкой циркуляционной воды реагентом «Акварезалт 1010» рекомендуется поддерживать коэффициент упаривания в охлаждающей воде  $\phi$  не выше:

- $\phi = 2,3$  в летний период;
- $\phi = 2,0$  в зимний период.

При повышении коэффициента упаривания выше указанных значений необходимо увеличить продувку оборотной системы.

Рекомендуется поддерживать величину рН циркуляционной воды оборотной системы не более 8,8, т.к. при значениях величины рН более 8,8 возникает существенный риск осаждения силикатных накипей. При повышении величины рН выше 8,8 необходимо увеличить продувку оборотной системы.

Аналитический контроль отсутствия отложений солей жесткости в оборотной системе осуществляется ежедневно расчётом величины транспорта кальция по формуле:

$$\text{Транспорт}_{\text{Ca}} = \frac{C_{\text{Ca}}^{\text{об}}}{C_{\text{Ca}}^{\text{доб}} \cdot \phi} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $C_{\text{Ca}}^{\text{об}}$  — концентрация ионов кальция в оборотной воде, мг/дм<sup>3</sup> или величина кальциевой жесткости оборотной воды, мг-экв/дм<sup>3</sup>,  $C_{\text{Ca}}^{\text{доб}}$  — концентрация ионов кальция в добавочной воде, мг/дм<sup>3</sup>, или величина кальциевой жесткости добавочной воды, мг-экв/дм<sup>3</sup>,  $\phi$  — величина коэффициента упаривания (коэффициента концентрирования примесей, не выпадающих в осадок) в оборотной системе охлаждения.

Расчётное значение среднемесячной величины транспорта кальция, соответствующее минимальному количеству отложений в оборотной системе, должно быть не менее 90 %.

Перечень диагностических параметров оборотной системы охлаждающей воды основного оборудования и неотвеченных потребителей энергоблока № 3 Ростовской АЭС, представлен в таблице 1.

Дополнительно установлены требования со стороны БИГ к качеству циркуляционной воды, представленные в таблице 4.

В период высоких температур охлаждающей воды реализуются дополнительные меры, направленные на обеспечение устойчивой работы системы охлаждающей воды основного оборудования:

- при увеличении температуры охлаждающей воды на выходе из конденсаторов турбины выше 43 °С необходимо увеличить дозу ингибитора до 7–9 мг/дм<sup>3</sup>. Указанную концентрацию ингибитора необходимо поддерживать на протяжении всего периода превышения температуры. Контроль транспорта кальция и коэффициента упаривания выполнять ежемесячно также на протяжении всего периода превышения температуры;
- в случае уменьшения расчетного среднесуточного значения транспорта кальция менее 90% увеличить дозу «Акварезалт 1010» до максимально допустимой концентрации 9 мг/дм<sup>3</sup>. В случае не восстановления среднесуточного значения транспорта кальция до значения не менее 90 %, снизить мощность энергоблока до восстановления данного значения;
- решение о возможности увеличения мощности энергоблока до номинального значения принимается на основании результатов контроля значения транспорта кальция и результатов наблюдения за параметрами окружающей среды.

Контроль внутрикормовых устройств БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС ведётся в соответствии с отдельной программой.

Программа предусматривает установку в БИГ:

- образцов-индикаторов накипеобразования (фрагменты оросителя VC-25);
- образцы-индикаторы коррозии из стали AISI430 фрагменты внутрикормовых устройств БИГ).

Схема установки образцов-индикаторов коррозии и накипеобразования в БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС представлена на рис. 2.

Изменение величины рН оборотной воды и добавочной воды системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС в период с июня по ноябрь 2017 г. представлено на рис. 3.

Изменение величин карбонатной жёсткости, концентрации реагента «Акварезалт 1010», транспорта кальция в оборотной воде системы охлаждающей воды основного оборудования, а также электрической мощности энергоблока № 3 Ростовской АЭС в период с июня по ноябрь 2017 г. представлено на рис. 4.

Результаты контроля образцов-индикаторов накипеобразования 2, А-21, В-21, представлены в таблице 3.

Результаты контроля образцов-индикаторов коррозии 2, А-21, В-21, представлены в таблице 4.

Внешний вид образцов-индикаторов накипеобразования 2, А-21, В-21 после извлечения из БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС 28.09.2017 представлен на рис. 5.

Результаты визуального осмотра извлечённых образцов-индикаторов накипеобразования показывают, что на них присутствуют локальные отложения биологического характера (рис. 6).

Внешний вид образца-индикатора коррозии 2 после извлечения из БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС представлен на рис. 7.

**Таблица 1.** Перечень диагностических параметров оборотной системы охлаждающей воды основного оборудования и неотвеченных потребителей энергоблока № 3 Ростовской АЭС

Показатель	Способ определения	Контрольное значение	Периодичность контроля
Коэффициент упаривания примесей в оборотной воде	Расчет по формуле (2) на основании лабораторного анализа	j = 2,3 в летний период; j = 2,0 в зимний период.	Один раз в сутки*
Транспорт кальция	Расчет по формуле (3) на основании лабораторного анализа	не менее 90%	Один раз в сутки*
Величина рН циркуляционной воды	Лабораторный анализ	8,8	Один раз в сутки
Концентрация реагента «Акварезалт 1010» в циркуляционной воде, мг/дм <sup>3</sup>	Лабораторный анализ	5,0	Один раз в сутки

\* При увеличении температуры охлаждающей воды на выходе из конденсаторов турбины выше 43 °С периодичность контроля должна быть увеличена до одного раза в смену на протяжении всего периода повышения температуры.

**Таблица 2.** Дополнительные требования со стороны БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС к качеству циркуляционной воды

Показатель качества	Требование со стороны БИГ
Концентрация хлорид-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	200
Концентрация сульфат-иона, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
Концентрация кальция, мг/дм <sup>3</sup> , не более	120
Концентрация магния, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Величина полной (общей) жёсткости, мг-экв/дм <sup>3</sup> , не более	12
Величина карбонатной жёсткости, мг-экв/дм <sup>3</sup> , не более	7
Содержание взвешенных веществ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	60

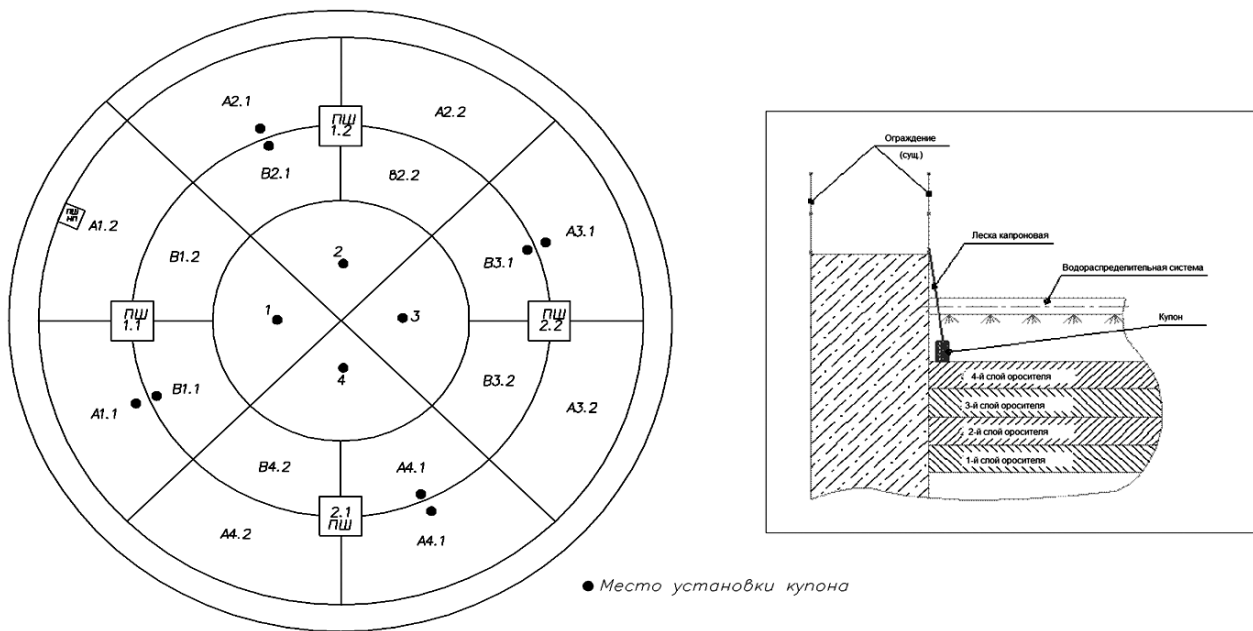


Рис. 2. Схема установки образцов-индикаторов коррозии и накипеобразования в БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС

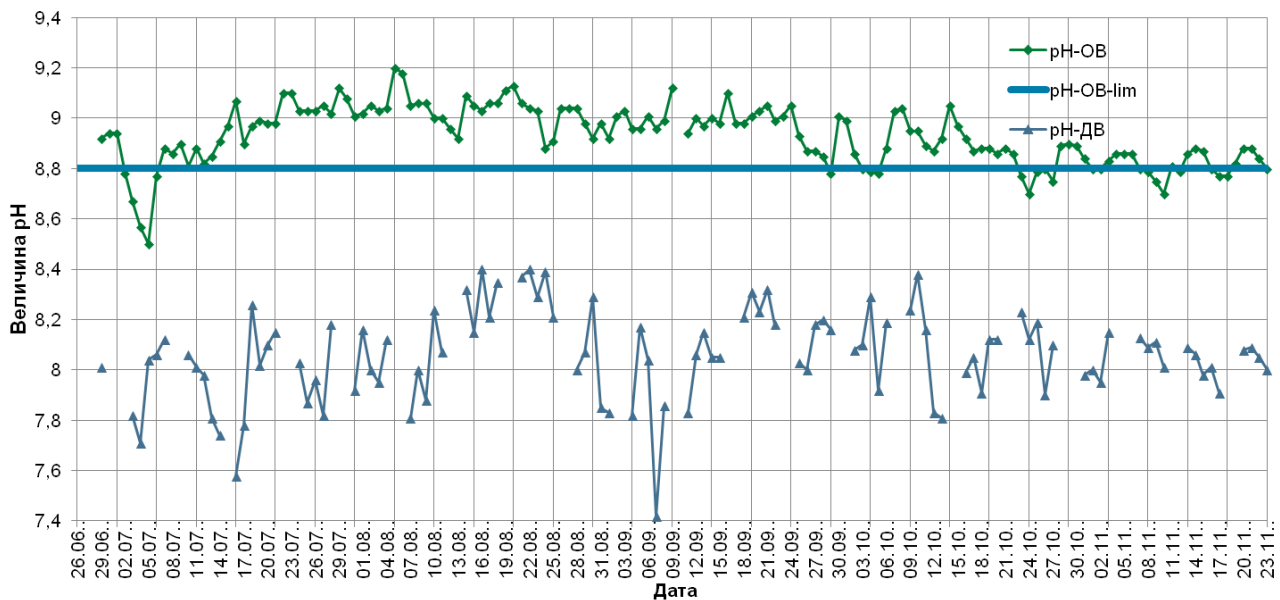


Рис. 3. Изменение величины pH оборотной воды и добавочной воды системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС в период с июня по ноябрь 2017 г.

Таблица 3. Результаты контроля образцов-индикаторов накипеобразования 2, А-21, В-21, установленных в БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС

Образец	Результаты взвешивания, г		Количество отложений, г за время экспозиции 92 дня	Величина удельного накипеобразования, г/м <sup>3</sup>
	Начальный вес (28.06.2017)	28.09.2017		
2	658,2	664,9	6,7 ± 0,3	274,03
А-21	646,5	652,0	5,5 ± 0,3	224,95
В-21	618,6	620,2	1,6 ± 0,3	65,44

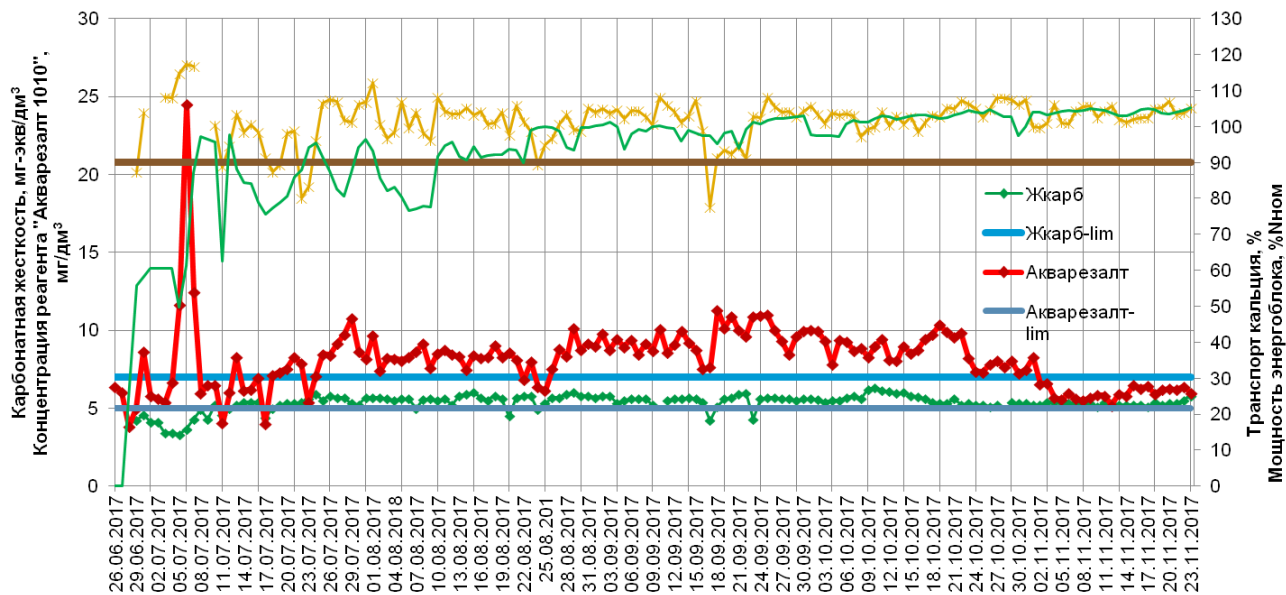


Рис. 4. Изменение величины рН оборотной воды и добавочной воды системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС в период с июня по ноябрь 2017 г.

Таблица 4. Результаты контроля образцов-индикаторов коррозии 2, А-21, В-21, установленных в БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС

№ образца	Результаты взвешивания, г		Количество отложений, г за время экспозиции 92 дня
	Начальный вес (28.06.2017)	28.09.2017	
2	358,7	358,8	0,1± 0,3
А-21	349,7	349,8	0,1± 0,3
В-21	363,3	363,4	0,1± 0,3

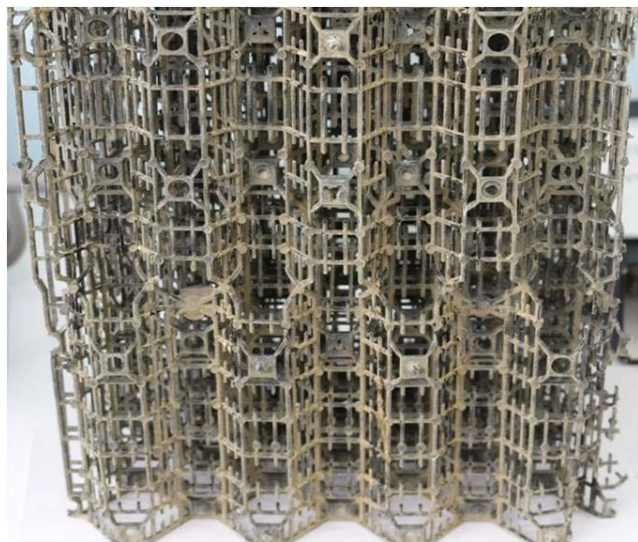


Рис. 5. Внешний вид образца-индикатора накипеобразования 2 после извлечения из БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС 28.09.2017

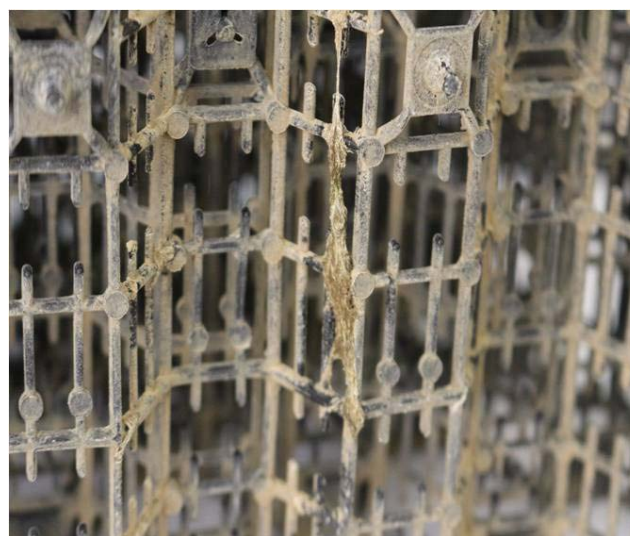


Рис. 6. Отложения биологического происхождения (тина) на поверхности образца-индикатора накипеобразования 2

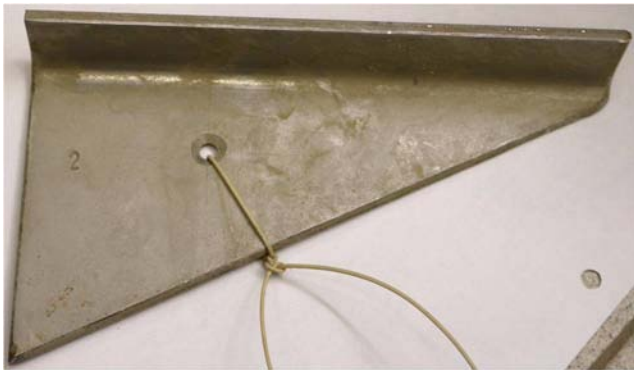


Рис. 7. Внешний вид образца-индикатора коррозии 2 после извлечения из БИГ энергоблока № 3 Ростовской АЭС

### 3. Водно-химический режим башенной испарительной градирни энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС

Проектом энергоблока №6 Нововоронежской АЭС предусмотрен ВХР системы основной охлаждающей воды с дозированием:

- ингибитора коррозии и солеотложений «Аварезалт 1010» (концентрация в охлаждающей воде от 5,0 до 6,0 мг/дм<sup>3</sup>);
- неокисляющего биоцида широкого спектра «Акварезалт Б3» на основе 2,2-дигидро-3-нитрилопропионамида (шоковые обработки с концентрации в охлаждающей 5 мг/дм<sup>3</sup> при достижении величины общего микробного числа охлаждающей воды, равного 10<sup>3</sup> бак./см<sup>3</sup>).

Оперативным показателем, определяющим эффективность реагентной обработки воды реагентом «Акварезалт 1010», является транспорт кальциевой жесткости, или транспорт кальция, значение которого должно быть не менее 90 %.

Нормируемые значения показателей качества оборотной воды системы основной охлаждающей воды энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС представлены в таблице 5.

Таблица 5. Нормируемые значения показателей качества оборотной воды системы основной охлаждающей воды энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2

Наименование показателей	Нормируемое значение
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм <sup>3</sup> , не более	1000
Концентрация хлорид-ионов, мг/дм <sup>3</sup> , не более	400
Концентрация свободной углекислоты, мг/дм <sup>3</sup> , не более	5
Жесткость кальциевая, мг-экв/дм <sup>3</sup> , не более - при открытой продувке (лето/зима) - при закрытой продувке (во время проведения биоцидных обработок)	7 не нормируется
Концентрация взвешенных веществ, мг/дм <sup>3</sup> , не более	50
Транспорт кальция (кальциевой жесткости), %, не менее	90
Общее микробное число, не более	10 <sup>3</sup> бак/см <sup>3</sup>

С целью контроля процессов образования минеральных отложений на внутрикорпусных устройствах БИГ 22.04.2017 выполнена установка образцов-свидетелей блоков оросителей центральной зоне (ЦЗ), внутренней периферийной зоне (ВПЗ) и наружной периферийной зоне (НПЗ) БИГ.

Размеры установленных образцов:

- ЦЗ 62×90×45 см;
- ВПЗ 62×91×45 см;
- НПЗ 61.5×90×45 см.

Вес установленных образцов (чистых, сухих) на 22.04.2017 составлял:

- ЦЗ 7,14 кг;
- ВПЗ 7,85 кг;
- НПЗ 6,94 кг.

Изменение величины рН оборотной воды и добавочной воды системы основной охлаждающей воды энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС в период с февраля по сентябрь 2017 г. представлено на рис. 8.

Изменение величин кальциевой жесткости, концентрации реагента «Акварезалт 1010», транспорта кальция в оборотной воде системы основной охлаждающей воды, а также электрической мощности энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС в период с февраля по сентябрь 2017 г. представлено на рис. 9.

В период с 22.04.2017 по 22.08.2017 выполнялся периодический контроль установленных в ЦЗ, ВПЗ, НПЗ БИГ образцов-свидетелей, представляющих собой блоки оросителя. Суммарное время экспозиции образцов-свидетелей в БИГ – четыре месяца.

В рамках контроля образцов-свидетелей выполнялся их визуальный осмотр, взвешивание влажных образцов, определение состава отложений на образцах.

Динамика изменения веса установленных в БИГ энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС образцов-свидетелей представлена на рис. 10.

Сравнительные весовые характеристики установленных в БИГ энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС образцов-свидетелей по итогам четырех месяцев контроля представлены в таблице 6.

Динамика изменения массы образцов свидетелей свидетельствует о накоплении отложений преимущественно в наружной периферийной и центральной зонах БИГ.

С целью оценки состояния оборудования системы основной охлаждающей воды в ППР-2017 был выполнен комиссионный осмотр БИГ энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС.

25-27.09.2017, в период проведения ППР-2017, выполнен комиссионный осмотр внутрикорпусных устройств БИГ энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС.

Осмотр каплеуловителей, выполненных из поливинилхлорида, показал, что на них наблюдаются отложения различной толщины, структуры и цвета: от плотно-сцепленных с поверхностью (серо-белый налёт) до рыхлых и легко удаляемых (серо-коричневая илистая масса). Плотные отложения в виде налёта находятся как в периферийной зоне БИГ, так и в её центральной части. Рыхлые, похожие на ил, отложения, преимущественно распределены по периферии. Визуально состояние каплеуловителей по сравнению с предыдущим осмотром не изменилось.

Внешний вид каплеуловителя из центральной зоны БИГ представлен на рис. 11

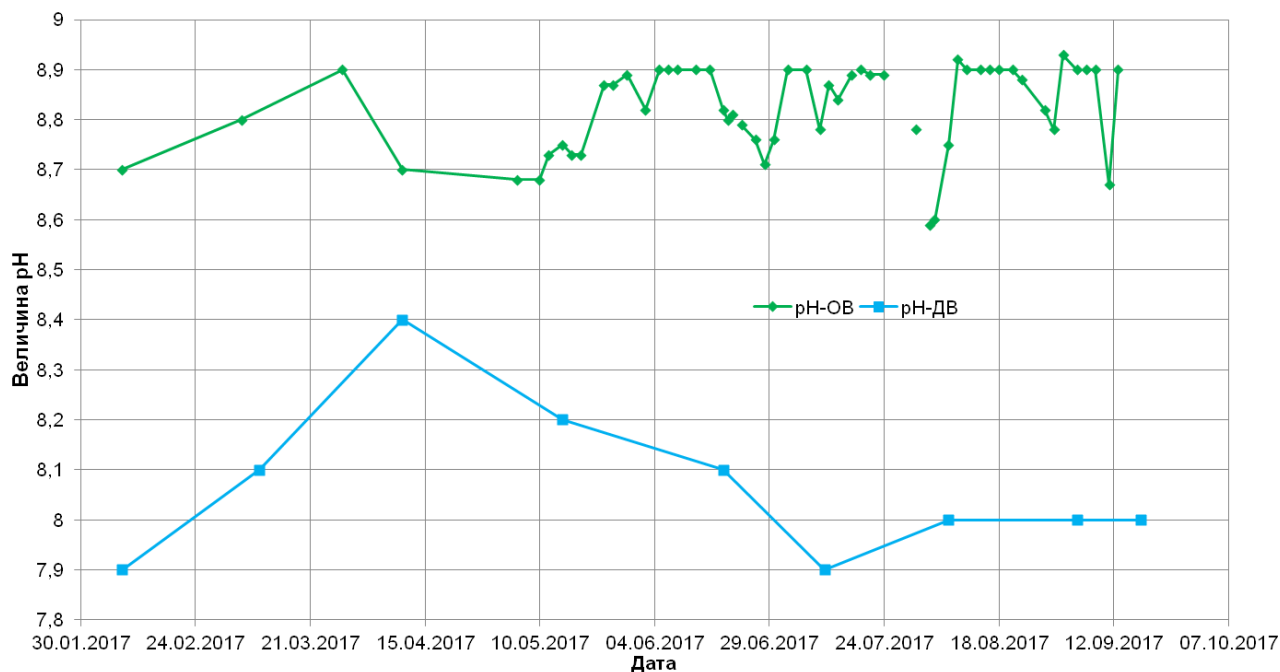


Рис. 8. Изменение величины рН оборотной воды и добавочной воды системы основной охлаждающей воды энергоблока № 6 Нововоронежской АЭСв период с февраля по сентябрь 2017

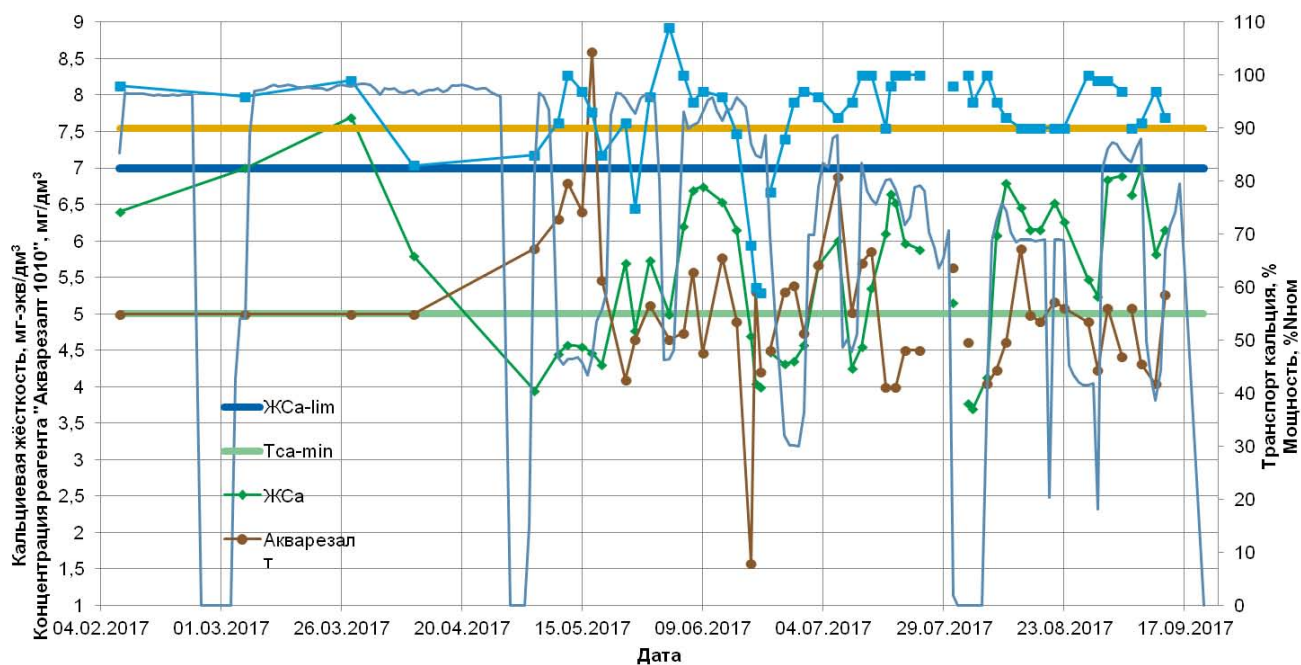


Рис. 9. Изменение величин кальциевой жёсткости, концентрации реагента «Акварезалт 1010», транспорта кальция в оборотной воде системы основной охлаждающей воды, а также электрической мощности энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС в период с февраля по сентябрь 2017 г.

Таблица 6. Сравнительные весовые характеристики установленных в БИГ энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС образцов-свидетелей по итогам четырёх месяцев контроля

Образец №1 Центральная зона 62x90x45 см (Вес в кг)			Образец №2 Внутренняя периферийная зона 62x91x45 см (Вес в кг)			Образец №3 Наружная периферийная зона 61,5x90x45 см (Вес в кг)		
Чистый (сухой) ороситель 22.04.2017	Влажный ороситель с отложениями 22.08.2017	Прирост веса, %	Чистый (сухой) ороситель 22.04.2017	Влажный ороситель с отложениями 22.08.2017	Прирост веса, %	Чистый (сухой) ороситель 22.04.2017	Влажный ороситель с отложениями 22.08.2017	Прирост веса, %
7,14	12,8	79%	7,85	11,2	42%	6,94	12,50	80%

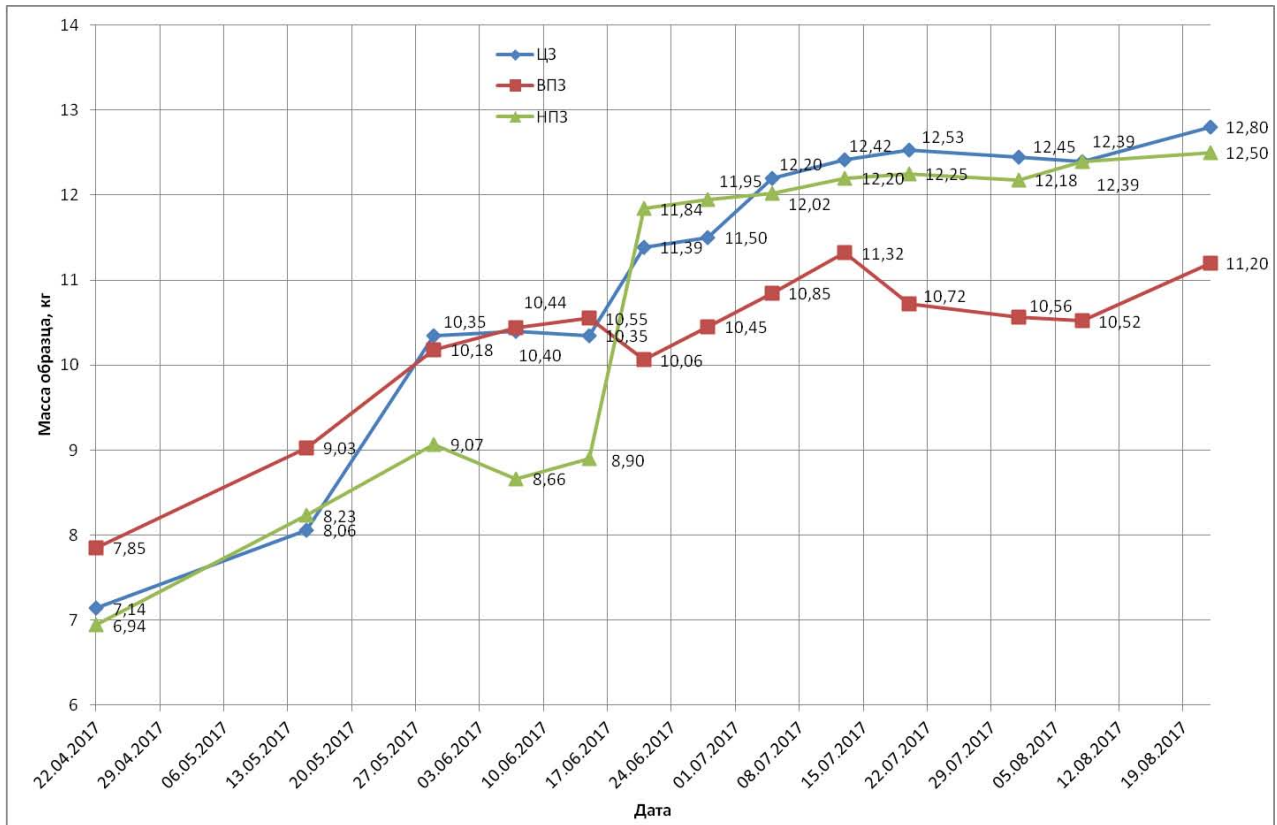


Рис. 10. Динамика изменения веса установленных в БИГ энергоблока № 1 Новovoroneжской АЭС-2 образцов-свидетелей



Рис. 11. Внешний вид каплеуловителя из центральной зоны БИГ энергоблока № 1 Новovoroneжской АЭС-2 (осмотр в ППР-2017)



Рис. 12. Внешний вид образца-свидетеля из ВПЗ БИГ энергоблока № 6 Новovoroneжской АЭС

Осмотр оросителей показал следующее. Внутри градирни: под каплеуловителями видимая часть оросителей и трубопроводов находится в удовлетворительном состоянии, их поверхность покрыта равномерным серо-белым налётом. На водоводах отложения имеют пластинчатую структуру. Образцы-свидетели оросителей, размещённые в апреле 2017 г. в ЦЗ, ВПЗ и ВПЗ покрыты тонким слоем отложений серо-коричневого цвета.

Внешний вид образца-свидетеля из ВПЗ БИГ представлен на рис. 12.

Осмотр бетонных конструкций БИГ показал, что они покрыты отложениями различного цвета и структуры: плотные и рыхлые, местами отслаивающиеся от поверхности, серого и коричневого цвета. Местами наблюдаются биообрастания зелёного цвета.

На чаше БИГ наблюдаются наносные отложения в виде участков ила, песка и глины, смещённых к стен-

кам периметра. Слой отложений неравномерный, местами составляет от 10 до 30 см.

В бетонных водоводах водораспределительных устройств имеется значительное количество глинисто-го осадка тёмно-серого цвета.

Внешний вид дна БИГ представлен на рис.13

По результатам осмотра установлено, что поверхности БИГ, контактирующие с охлаждающей водой, находятся в удовлетворительном состоянии.

Для определения химического состава были отобраны образцы отложений с различных участков внутрикорпусных устройств БИГ, результаты определения химического состава отложений представлены в таблице 20.

Анализ отложений, отобранных с различных участков внутрикорпусных устройств БИГ подтвердил их преимущественно карбонатно-кальциевый характер (содержание  $\text{CaCO}_3$  в отложениях на оросителях, ка-



**Рис. 13.** Внешний вид дна БИГ энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС

плеувителях и вертикальных бетонных конструкциях составило от 90 % до 96 % (масс.), на дне БИГ и водораспределительном канале – от 63 % до 65 % (масс.). В отложениях на дне БИГ и водораспределительном канале обнаружено значительное содержание диоксида кремния  $\text{SiO}_2$  от 17 до 20 % (масс.), что, по всей видимости, объясняется высоким содержанием кремниевой кислоты в добавочной воде от 7,5 до 17,4 % (масс.) и повышенными значениями величины рН оборотной воды.

### Выводы

Результаты анализа данных химического контроля оборотной и добавочной воды системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС, а также данных контроля образцов-индикаторов накипеобразования и коррозии позволяют сделать следующие основные выводы:

- величина транспорта кальция пропорциональна концентрации реагента «Акварезалт 1010» в охлаждающей воде (при увеличении концентрации реагента «Акварезалт 1010» в оборотной воде величина транспорта кальция растёт, при уменьшении – снижается);
- количество карбонатных отложений на образцах-индикаторах коррозии относительно небольшое (увеличение веса образцов за 92 суток за счёт образования карбонатных отложений составило от 0,26 % до 1,02 %);
- дополнительные меры по обеспечению требуемой величины транспорта кальция в период высоких температур охлаждающей воды (увеличение дозирование реагента «Акварезалт 1010», снижение, при необходимости, мощности энергоблока) являются эффективными в отношении ингибирования накипеобразования
- скорость общей коррозии стали AISI430, по результатам контроля образцов-индикаторов коррозии незначительная, в то же время, на поверхностях образцов-индикаторов коррозии выявлены точечные очаги коррозионных поражений, которые свидетельствуют о протекании на поверхности образцов, коррозионного процесса, протекающего, по всей видимости, по механизму язвенной коррозии.
- большую часть рассматриваемого периода величина рН оборотной воды превышала установленный контрольный уровень 8,80. Работа системы охлаждающей воды основного оборудования при величине рН более 8,80 создаёт риск образования в системе силикатных накипей;

- имели место превышения температуры охлаждающей воды на входе в БИГ выше предельного значения 42 °С.
- на поверхностях образцов-индикаторов накипеобразования имеются биологические объекты, что подтверждает возможность биообрастания внутрикорпусных устройств БИГ, которое вызвано тем, что за весь период эксплуатации энергоблока № 3 Ростовской АЭС шокковые обработки оборотной воды товарным гипохлоритом натрия  $\text{NaClO}$  при закрытой продувке БИГ, предусмотренные проектом энергоблока для борьбы с биообрастанием, ни разу не проводились

На основе полученных выводов можно дать следующие рекомендации по совершенствованию ВХР и улучшению работы системы охлаждающей воды основного оборудования энергоблока № 3 Ростовской АЭС:

- рассмотреть вопрос об увеличении рабочей концентрации реагента «Акварезалт 1010» в оборотной воде с целью уменьшения образования карбонатных отложений в системе охлаждающей воды основного оборудования (с учётом действующих природоохранных ограничений по содержанию реагента «Акварезалт 1010» в продувочных водах БИГ);
- с целью обеспечения эксплуатации системы охлаждающей воды основного оборудования с требуемыми значениями величины рН оборотной воды необходимо рассмотреть вопрос о возможности внедрения системы подкисления оборотной воды, т.к. возможность регулирования величины рН счёт увеличения продувки оборотной системы ограничена;
- рассмотреть возможность реализации соответствующих решений по обеспечению проектных температур оборотной воды в жаркий летний период, например строительство дополнительного охладителя (вентиляторная градирня, испарительная градирня);
- рассмотреть возможность усовершенствования ВХР охлаждающей воды основного оборудования за счёт дополнительного применения современного и эффективного ингибитора язвенной коррозии аустенитных сталей
- проводить периодические шокковые обработки оборотной воды гипохлоритом натрия  $\text{NaClO}$  при закрытой продувке БИГ или выполнить комплекс работ по разработке и внедрению нового ВХР оборотной воды с применением современных и эффективных технологий борьбы с биообрастаниями.

С целью обеспечения эффективного контроля состояния внутрикорпусных устройств БИГ необходимо:

- продолжить работу по выполнению контроля части образцов-индикаторов накипеобразования и коррозии до ППР-2018;
- выполнить контроль всех установленных в БИГ образцов-индикаторов накипеобразования и коррозии в ППР-2018;
- выполнить комиссионный осмотр БИГ в ППР-2018 с определением химического состава отложений с различных участков внутрикорпусных устройств БИГ;
- по результатам опытно-промышленной эксплуатации принять решение по вопросу перевода ВХР системы охлаждающей воды основного оборудования с дозированием ингибитора коррозии и солеотложения «Акварезалт 1010» в промышленную эксплуатацию.

Результаты анализа данных химического контроля оборотной и добавочной воды системы основной ох-



лаждающей воды энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС, а также данных контроля образцов-свидетелей и комиссионного осмотра внутрикорпусных устройств БИГ, позволяют сделать следующие основные выводы:

- величина транспорта кальция пропорциональна концентрации реагента «Акварезалт 1010» в охлаждающей воде (при увеличении концентрации реагента «Акварезалт 1010» в оборотной воде величина транспорта кальция растёт, при уменьшении – снижается);
  - на поверхностях образцов-свидетелей наблюдается процесс накипеобразования. Анализ изменения веса образцов, время экспозиции которых составило 4 месяца, показывает, что за это время увеличение веса образцов за счёт образования карбонатных отложений составило от 42 % до 80 % (влажные образцы);
  - сопоставление данных по динамике изменения веса образцов с данными по динамике изменения величины транспорта кальция в оборотной воде показывает, что после выхода на стабильный режим поддержания величины транспорта кальция в оборотной воде более 90 % минимизировался прирост веса образцов, то есть минимизировалось образование карбонатных отложений на оросителях;
  - в рассматриваемый период, имели место случаи превышения величины рН оборотной воды более 8,80. Работа системы охлаждающей воды основного оборудования при величине рН более 8,80 приводит к образованию в системе силикатных накипей, что подтверждается результатами химического анализа отложений на дне БИГ и в водораспределительном канале;
  - комиссионный осмотр внутрикорпусных устройств БИГ, проведённый 25-27.09.2017 в ППР-2017 показал, что поверхности БИГ, контактирующие с охлаждающей водой, находятся в удовлетворительном состоянии;
  - комиссионный осмотр внутрикорпусных устройств БИГ показал, что на бетонных конструкциях наблюдаются биообрастания. Анализ изменения величины ОМЧ с февраля по сентябрь 2017 г, являющегося критерием необходимости проведения биоцидной обработки системы основной охлаждающей воды, показывает, что его значение изменялось в диапазоне от 61 до 400 бак./см<sup>3</sup> и не превышала нормируемого значения 10<sup>3</sup> бак./см<sup>3</sup>.
- На основе полученных выводов можно дать следующие рекомендации по совершенствованию ВХР и улучшению работы системы основной охлаждающей воды энергоблока № 6 Нововоронежской АЭС:
- рассмотреть вопрос об увеличении рабочей концентрации реагента «Акварезалт 1010» в оборотной воде с целью уменьшения образования карбонатных отложений в системе охлаждающей воды основного оборудования (с учётом действующих природоохранных ограничений по содержанию реагента «Акварезалт 1010» в продувочных водах БИГ);
  - рассмотреть вопрос введения ежесуточного контроля основных показателей ВХР системы основной охлаждающей воды энергоблока №6 Нововоронежской АЭС в период высоких температур охлаждающей

щей воды и применения специальных мер в период высоких температур охлаждающей воды, аналогичных применяемым на энергоблоке №3 Ростовской АЭС (увеличение дозирование реагента «Акварезалт 1010», снижение, при необходимости, мощности энергоблока);

- с целью обеспечения эксплуатации системы охлаждающей воды основного оборудования с требуемыми значениями величины рН оборотной воды необходимо рассмотреть вопрос о возможности внедрения системы подкисления оборотной воды, т.к. возможность регулирования величины рН счёт увеличения продувки оборотной системы ограничена;
- с целью борьбы с биообрастанием в системе основной охлаждающей воды необходимо рассмотреть вопрос о целесообразности проведения периодических биоцидных обработок системы основной охлаждающей воды независимо от значения достигнутой величины общего микробного числа оборотной воды.

Как видно из вышеизложенного, рекомендации по рассмотрению возможностей увеличения рабочей концентрации реагента «Акварезалт 1010» в оборотной воде и внедрения систем подкисления оборотной воды являются общими для циркуляционных систем с градирнями энергоблоков № 3 Ростовской АЭС и № 6 Нововоронежской АЭС.

Следует отдельно отметить также, что с целью унификации подходов к водно-химическим режимам систем водяного охлаждения АЭС необходимо разработать руководящий документ эксплуатирующей организации по ведению реагентной и безреагентной коррекционной обработки вод оборотных и прямоточных систем охлаждения АЭС.

#### Список литературы

1. Проведение испытаний, подготовка технических предположений по внедрению технологии коллоидного ингибирования отложений на трубных системах конденсаторов турбин. Технический отчёт. Инв. № 380-10. – ООО «ЛТВО», ООО НПФ «Колтроникс», 2011.
2. Ростовская АЭС. Энергоблок № 3. Башенная испарительная градирня. Инструкция по эксплуатации, обслуживанию и ремонту по поставляемым системам и оборудованию. RS3P.D.907.10URA&&&&&.089.EA.0001. – Санкт-Петербург: Филиал ОАО «Мостосрой № 6» проектный, 2013.
3. Г.Е. Крушель. Образование и предотвращение отложений в системах водяного охлаждения. – Москва: Государственное энергетическое издательство, 1955.
4. Отчет о расследовании отклонения в работе АС «Механические повреждения опорных балок блоков оросителей башенной испарительной градирни вызванное превышением допустимой нагрузки из-за увеличения веса оросителей в результате образования карбонатных отложений при эксплуатации башенной испарительной градирни с температурой циркуляционной воды, при которой происходит интенсивное образование карбонатных отложений». № ЗРСТ-Ц13-010-09-16/ЦОС. – Волгоград: Ростовская АЭС, 2016.
5. Проведение испытаний, подготовка технических предположений по внедрению технологии коллоидного ингибирования отложений на трубных системах конденсаторов турбин. Технический отчёт. Инв. № 380-10. – ООО «ЛТВО», ООО НПФ «Колтроникс», 2011.

# ОСОБЕННОСТИ НДС ЗАЩИТНЫХ ОБОЛОЧЕК АЭС НА ЭТАПЕ ВОЗВЕДЕНИЯ, ПРЕДНАПРЯЖЕНИЯ, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Сальников А.А.  
Ростовская АЭС, г. Волгодонск

Медведев В.Н., Киселев Александр С., Киселев Алексей С.,  
Ульянов А.Н., Стрижов В.Ф., Скоринова М.И.  
Институт проблем безопасного развития атомной  
энергетики, Москва

## Введение

Эксплуатационная пригодность преднапряженных защитных оболочек (ЗО) энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 в периоды строительства и эксплуатации определяется, главным образом, напряженно-деформированным состоянием (НДС) строительных конструкций защитной оболочки и уровнем их преднапряжения. На примере строительства энергоблоков № 3 и 4 Ростовской АЭС рассмотрены особенности НДС защитных оболочек на этапе возведения, преднапряжения, приемосдаточных испытаний в период эксплуатации.

## 1. Формирование НДС защитной оболочки на этапе возведения

НДС защитных оболочек АЭС начинает формироваться на стадии возведения, включая период бетонирования. Изменения напряжений в стержневой арматуре и деформаций в бетоне в этот период обусловлены экзотермией бетона, возникающей после укладки бетонной смеси, колебаниями температуры окружающей среды и деформациями усадки бетона.

На этапе возведения ЗО энергоблока № 3 Ростовской АЭС фиксировался подъем температуры в бетоне от его экзотермии до 55 °С и затем снижение до 25 - 30 °С в летний период, подъем температуры до 28

°С и последующее снижение до 5 °С в зимний период. Результаты измерений показывают, что экзотермия бетона по-разному влияет на деформации и напряжения в кольцевом и меридиональном направлениях. Так, из-за стесненных условий работы оболочки, в кольцевом направлении возникают деформации сжатия в бетоне и сжимающие напряжения в стержневой арматуре. В меридиональном направлении от экзотермии сжатие незначительно или вообще отсутствует [Л. 1].

Оценка НДС защитной оболочки проводится по показаниям датчиков, установленных в защитной оболочке, представленных в виде графиков изменения напряжений в стержневой арматуре, деформаций в бетоне и температуры в зависимости от времени. Начиная с этапа возведения защитной оболочки, следует оценивать работоспособность датчиков. Для оценки корректности работы датчиков типа ПСАС (преобразователь силы арматурный струнный) и ПЛДС (преобразователь линейных деформаций струнный) используются показания датчиков температуры (ПТС), которые за период наблюдения имеют достаточно стабильные показания.

НДС ЗО после бетонирования до начала преднапряжения сооружения обусловлено влиянием следующих факторов: деформациями усадки бетона, собственным весом вышележащих конструкций, колебаниями температуры окружающей среды.

В качестве примера, на рисунке 1 приводятся показания датчиков, установленных в ЗО 3-го энергоблока Ростовской АЭС, в виде графиков изменения напряжений в стержневой арматуре и температуры в зависимости от времени. При этом рассматривается работа приборов с момента окончания бетонирования каждой захватки в местах установки датчиков и по 10.09.2013 г.

Усадка бетона зависит от марки (класса) бетона, толщины стенки оболочки, условий твердения (наличие облицовки на внутренней поверхности стены).

Собственный вес вышележащих конструкций наряду с деформациями усадки бетона приводит к увеличению сжатия в оболочке. При этом влияние собственного веса сказывается, главным образом, на меридиональных деформациях и напряжениях, в кольцевом направлении влияние собственного веса минимально.

При выполнении работ по мониторингу защитной оболочки энергоблока №3 Ростовской АЭС особое

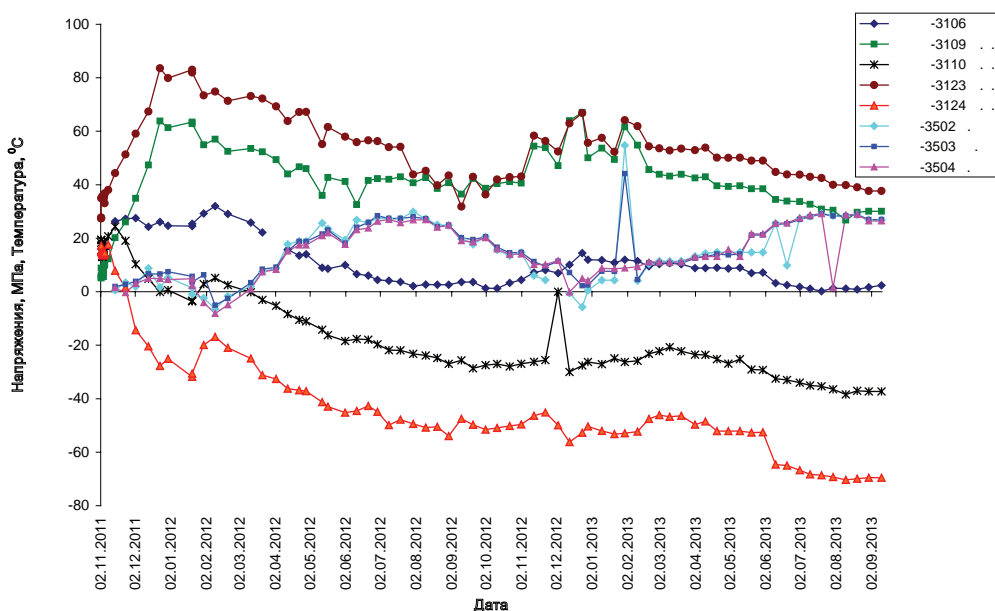


Рис. 1. Измерение напряжений в меридиональной стержневой арматуре и температуры в бетоне с момента окончания бетонирования захватки оболочки (02.11.2011) по 10.09.2013, 3-й блок РоАЭС, створ №3, отметка 32,6 м

внимание уделялось вопросу возникновения эллиптичности и трещинообразования стенки защитной оболочки АЭС при воздействии нагрузок от работающего полярного крана в период возведения сооружения. Особенность НДС защитной оболочки заключается в том, что после монтажа крана кругового действия на подкрановый путь в районе ходовых колес воздействует сила, обусловленная его собственным весом и весом оборудования (корпус реакторной установки, парогенераторы и т.д.), устанавливаемого с помощью крана.

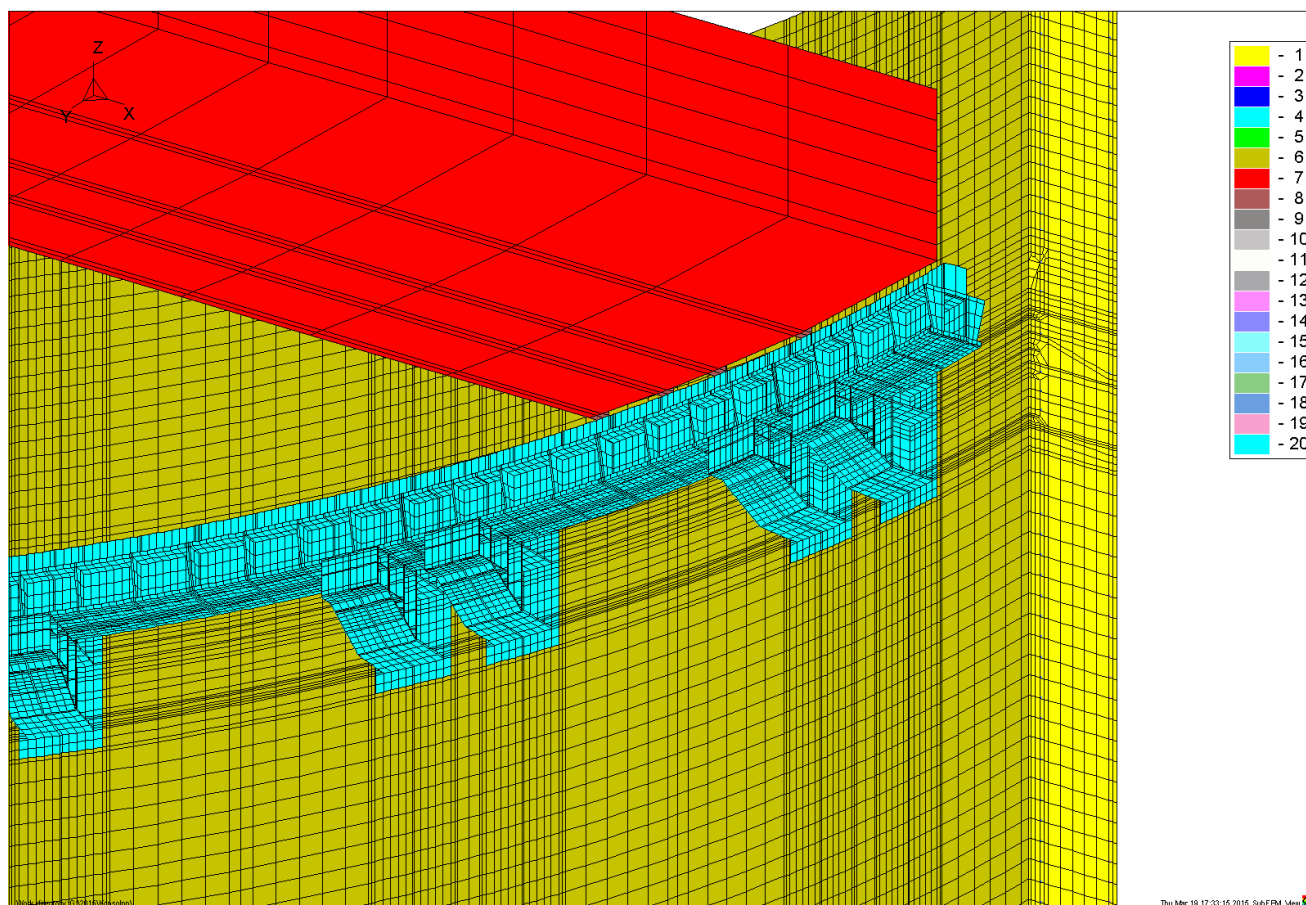
При обследовании внешней поверхности защитной оболочки энергоблока № 3 Ростовской АЭС после монтажа полярного крана повышенное внимание было уделено зоне в пределах отметок 46,000 и 49,000 м, т.е. на горизонте крепления консолей полярного крана. На этом горизонте были обнаружены трещины, примерно равномерно распределенные по всей окружности оболочки. Анализ полученных результатов показал, что со временем увеличивается не только ширина и глубина трещин, но их число. Поскольку трещины расположены, главным образом, в вертикальном направлении, можно предположить, что образовались они от кольцевых усилий в стенке оболочки, которые могут быть вызваны только работой полярного крана.

Для выяснения причин образования меридиональных трещин на наружной поверхности бетонной стенки на уровне расположения подкрановых путей потребовалось разработать компьютерную расчетную модель и провести расчетные исследования напряженно-деформированного состояния ЗО на стадии монтажа полярного крана.

Конечноэлементная модель на рассматриваемой стадии строительства включала цилиндрическую часть, состоящую из объемных восьмиузловых конечных элементов, моделирующих бетон, и двухузловых стержневых конечных элементов, моделирующих рядовую арматуру, а также элементов, моделирующих стальную облицовку. По соображениям симметрии рассматривалась одна четвертая часть конструкции. Модель также включала одну четвертую часть крана, который упрощенно моделировался в виде прямоугольного бруска с массовыми характеристиками, соответствующими реальным характеристикам крана (вес 650 тонн). Общий вид модели показан на рисунке 2.

Анализ полученных результатов показал, что при воздействии на цилиндрическую часть оболочки веса полярного крана в результате выпучивания наружу стенки защитной оболочки в зоне установки подкрановых консолей, расположенных вдоль оси крана, на внешней поверхности бетонной стенки оболочки возникают растягивающие окружные напряжения 1,9 МПа. Меридиональные напряжения достигают 1,58 МПа.

Основной причиной появления растягивающих напряжений на внешней поверхности защитной оболочки в зоне подкрановых консолей является совместное деформирование крана (прогиб), подкрановых конструкций и стенки оболочки. Под действием веса крана (и поднимаемого груза) подкрановая консоль прогибается вниз. При этом головка рельса из-за поворота сечения стремится переместиться к оси оболочки. Однако опорные конструкции крана не позволяют ей



**Рис. 2.** Укрупненный фрагмент модели одной четвертой части ЗО с полярным краном (номера материалов: 1 – бетон, 4 – сталь подкрановой балки и консолей, 6 – стальная облицовка, 7 – кран, 8 – колеса крана, 12-20 – арматура)

такого смещения, и кран и подкрановые конструкции совместно распирают оболочку наружу.

В процессе возведения защитной оболочки монтаж полярного крана производится на стадии окончания возведения цилиндрической части до начала установки армокаркаса купольной части. На этой стадии на конструкцию оболочки действуют нагрузки от веса полярного крана, полная масса которого с учетом подкранового рельса составляет 650 тонн.

В этой связи рекомендовано обеспечить установку преобразователей деформации измерительных (ПДИ) в проектное положение и измерять относительные деформации в элементах опорных конструкций подкранового пути полярного крана в период монтажа больших грузов (корпус реактора, парогенераторы).

Следует отметить, что аналогичная ситуация с повреждаемостью защитной оболочки от нагрузок полярного крана возникает и на стадии возведения защитных оболочек АЭС-2006, однако в нарушение требований РД ЭО 1.1.2.99.0624-2011 и ГОСТ 31937-2011 [Л. 3-4] работы по мониторингу на строящихся энергоблоках АЭС-2006 не ведутся.

## 2. НДС защитной оболочки на этапе предварительного напряжения

На НДС защитной оболочки АЭС на стадии предварительного напряжения оказывают влияние следующие факторы: проектные усилия натяжения армопучков, качество работ по монтажу армопучков и работ по инъектированию каналовобразователей, последовательность натяжения армопучков, технология преднапряжения армопучков, релаксация напряжений в проволочках армоканатов системы преднапряжения, деформации ползучести бетона, колебания температуры окружающей среды и др.

Согласно решению концерна «Росэнергоатом» предварительное напряжение защитных оболочек энергоблоков № 3 и 4 Ростовской АЭС выполнялось с использованием системы предварительного напряжения СПЗО-М на базе витых канатов французской фирмы «Фрейссине». Крепление концов каната осуществлялось в анкерной плите с помощью цанговых зажимов. Анкерная плита фирмы «Фрейссине» представляет собой круглый диск диаметром 255 мм, высотой 110 мм с 46 коническими отверстиями под цанговые зажимы. Натяжение армоканатов защитной оболочки энергоблока производилось на величину начального контролируемого уровня натяжения, равную 9,0 МН.

В период инъектирования каналовобразователей проведены работы по контролю качества раствора и испытанию контрольных образцов инъектированного раствора. Результаты испытания контрольных образцов инъектированного раствора показали, что их прочностные характеристики соответствуют проекту. Например, прочность образцов высокопрочного раствора G4 в возрасте 28 суток составляет, как правило, 135 МПа, что превышает проектное значение, равное 130 МПа, на 4 %.

Работы по преднапряжению защитной оболочки энергоблока № 4 Ростовской АЭС приняли затяжной характер и выполнялись с 7 июля 2016 по 31 марта 2017 года. На НДС защитной оболочки влияли не только нагрузки от воздействия собственного веса сооружения и предварительного напряжения арматурных канатов, но деформации, обусловленные влиянием реологических процессов и колебаниями температур окружающей среды.

На рисунке 3 можно видеть, что в период с 20.09.2016 по 10.11.2016 г., когда работы по преднапряжению не велись, приращение сжимающих деформаций, вызванных ползучестью бетона, составило  $25 \cdot 10^{-6}$  отн. ед., что

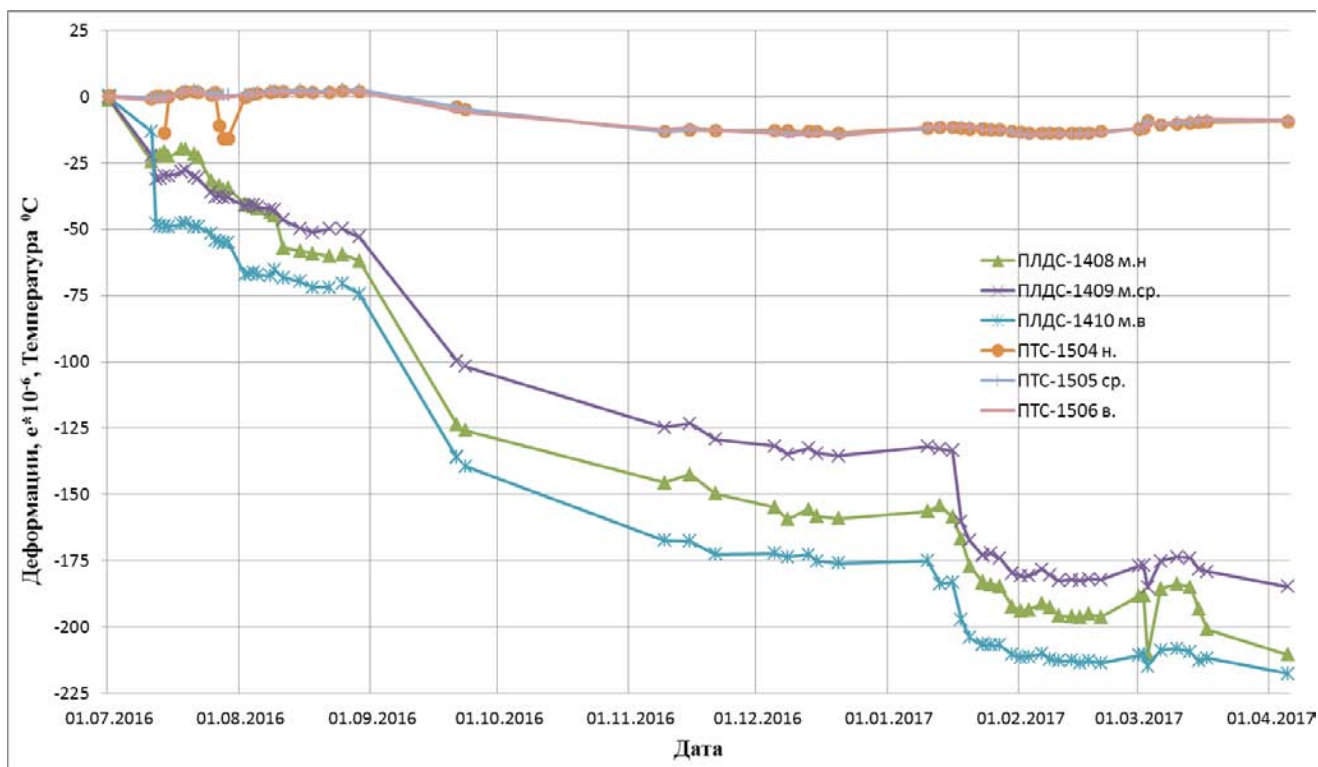


Рис. 3. Приращения меридиональных деформаций и температуры в бетоне при преднапряжении оболочки с 01.07.2016 по 05.04.2017, 4-й блок РоАЭС, створ №1, отметка 32,6 м

дополнительно учитывалось при выполнении детальной расчетной оценки НДС защитной оболочки.

Преднапряжение защитной оболочки энергоблока № 4 Ростовской АЭС было выполнено по технологии натяжения армоканатов, предложенной ИБРАЭ РАН в период обжатия защитной оболочки энергоблока № 3 Ростовской АЭС [Л. 5-6]. Изменения в технологии натяжения арматурных канатов позволили: приблизиться к проектным величинам натяжения арматурных канатов, получая более высокую стабильную величину на домкрате перед передачей нагрузки не превышая проектный уровень натяжения армоканатов, повысить величину усилий на анкере и максимально приблизить ее к проектной. В этой связи рекомендуется указанную технологию натяжения армоканатов СПЗО-М применять при преднапряжении защитных оболочек АЭС-2006.

Однако на качество работ по преднапряжению также оказывает влияние и синхронность работы оборудования, используемого для натяжения армопучков. В качестве примера на рисунке 4 приведен график натяжения армоканата № Ц-63А и Ц-63Б, расположенного в цилиндре защитной оболочки энергоблока № 4 Ростовской АЭС, на котором можно видеть, что после анкеровки усилия на ветви «А» составили 880 тс, на ветви «Б» 850 тс. Это приводит к неоднородности напряженно-деформированного состояния защитной оболочки, в связи с чем, преднапряжение защитной оболочки необходимо вести исправным оборудованием для натяжения армопучков СПЗО-М, обеспечивающим требуемое усилие на обоих концах армопучка.

Результаты измерений, полученные при помощи датчиков силы ПСИ-01 на 4-м энергоблоке Ростовской АЭС, показали, что в армопучках цилиндра защитной оболочки средние усилия на домкрате перед анкеров-

кой составляют 951,14 тс (по проекту 918 тс), а после передачи нагрузки с домкрата на анкер среднее значение усилий составляет 875,91 тс (по проекту 887,15 тс). При этом потери на анкеровку в среднем составляют 75,23 тс или 7,91 %.

В армопучках купола защитной оболочки средние усилия на домкрате перед анкеровкой составляют 941,96 тс (по проекту 918 тс), а после передачи нагрузки с домкрата на анкер среднее значение усилий составляет 875,16 тс (по проекту 874,92 тс). При этом потери на анкеровку в среднем составляют 66,80 тс или 7,09 %.

Для стабильной работы датчиков ПЛПС (преобразователей линейных перемещений струнных) в период преднапряжения, предпусковых испытаний и длительной эксплуатации защитной оболочки энергоблока № 4 Ростовской АЭС ИБРАЭ РАН было рекомендовано: сместить базу измерения таким образом, чтобы изначально датчик мог работать на сжатие до 90 % или 36 мм, а на растяжение – до 10 % или 4 мм. В результате после преднапряжения у всех 12 датчиков пределы измерения перемещений защитной оболочки на сжатие составляют порядка 25 мм, что позволит фиксировать уменьшение диаметра оболочки от деформаций ползучести и усадки железобетона в период длительной эксплуатации сооружения.

### 3. НДС защитной оболочки в период прямо-сдаточных испытаний

Основными воздействиями, формирующими НДС защитной оболочки в период прямо-сдаточных интегральных испытаний на прочность и плотность избыточным давлением, являются: собственный вес железобетонной защитной оболочки; усилия от предварительного напряжения армопучков СПЗО; избыточное давление под оболочкой; распределение температуры по

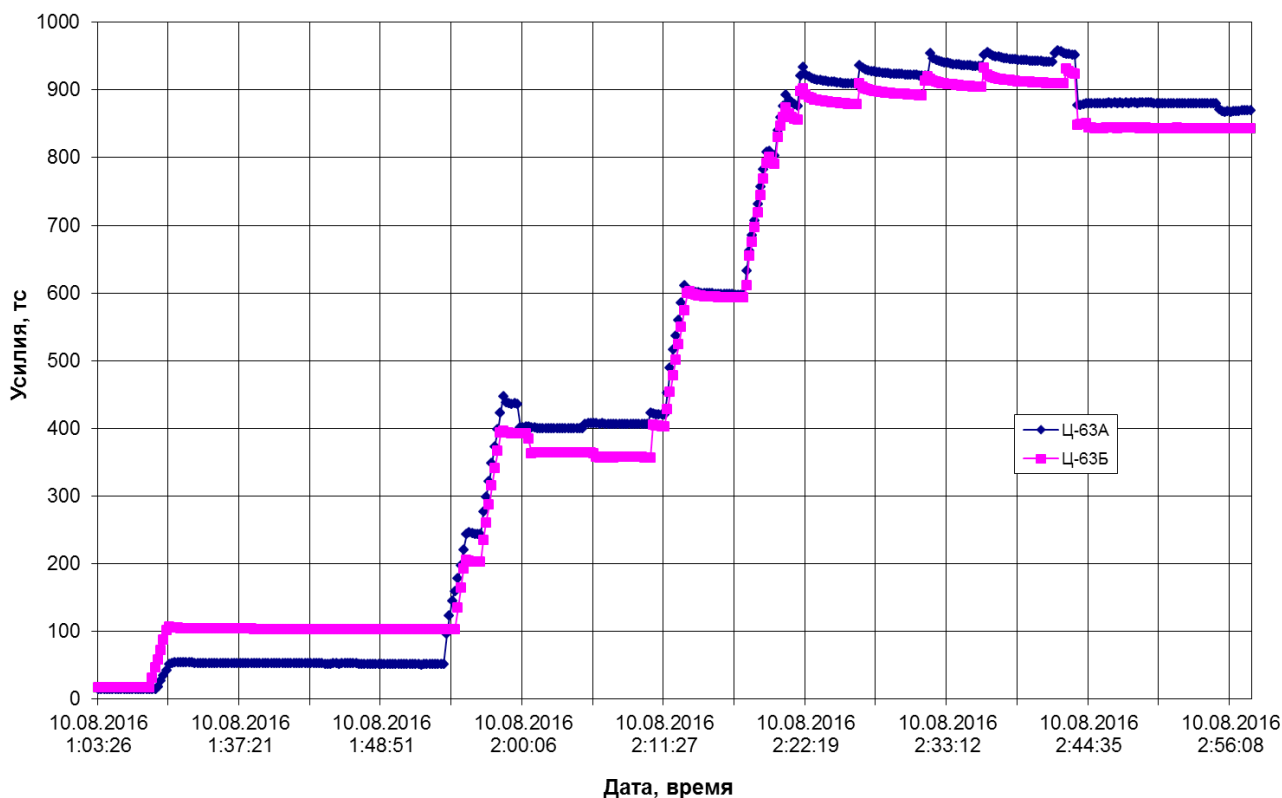


Рис. 4. График натяжения армоканата № Ц-63А и Ц-63Б, расположенного в цилиндре защитной оболочки энергоблока № 4 Ростовской АЭС

толщине стенки оболочки, обусловленное колебанием температур внутри и снаружи сооружения.

Оценка произведена по следующим данным:

- по показаниям датчиков КИА, установленных в защитной оболочке 4-го энергоблока Ростовской АЭС в период строительства;
- по показаниям датчиков силы ПСИ-01, установленных на анкерах армоканатов системы преднапряжения защитной оболочки;
- по результатам измерений перемещений стенки защитной оболочки при помощи датчиков типа ПЛПС;
- по результатам измерений геометрических параметров защитной оболочки геодезическими методами;
- по результатам измерения температуры внутри и снаружи защитной оболочки энергоблока, включая температуру на поверхности бетона и окружающей среды.

Проведено сравнение расчетных и экспериментальных данных, полученных при проведении предварительного напряжения и воздействия испытательного давления, включая результаты контроля трещинообразования в теле защитной оболочки, которые показали, что эксплуатационная пригодность защитной оболочки обеспечивается (соответствует проектным требованиям).

Приемо-сдаточные испытания защитной оболочки энергоблока №4 Ростовской АЭС проводились с 25.08.2017 по 01.09.2017 года.

График изменения давления при испытании защитной оболочки энергоблока №4 Ростовской АЭС на прочность и герметичность представлен на рисунке 5. Следует отметить, что при давлении 4,0 кг/см<sup>2</sup>, соответствующем давлению при максимальной проектной аварии, выдержка составила порядка 27 часов, продемонстрировав тем самым надежность сооружения.

Уточненный расчет НДС защитной оболочки в процессе её преднапряжения и приемо-сдаточных испытаний (при учете фактических физико-механических свойств используемых материалов, измеренных усилий в армоканатах и фактических геометрических параметров) показал, что достигнутый проектный уровень предварительного напряжения конструкции обеспечивает эксплуатационную пригодность защитной оболочки реакторного отделения № 4 Ростовской АЭС.

Вся документация, полученная в период возведения, преднапряжения и приемо-сдаточных испытаний защитной оболочки, включена в информационную систему мониторинга защитной оболочки реакторного отделения № 4 Ростовской АЭС и передана Заказчику.

Сформированная база данных о техническом состоянии защитной оболочки использована для разработки Технического паспорта защитной оболочки реакторного отделения № 4 Ростовской АЭС в соответствии с требованиями Руководящего документа эксплуатирующей организации РД-ЭО-1.1.2.99.0007-2011 «Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных станций». База данных может быть использована для разработки программы управления ресурсом строительных конструкций защитной оболочки АЭС в соответствии с требованиями НП-010-16 [Л. 7].

#### 4. НДС защитной оболочки в период эксплуатации

В процессе эксплуатации защитной оболочки НДС обусловлено влиянием четырех основных факторов, среди которых следующие: собственный вес конструкции, нагрузка от предварительно напряженных арма-

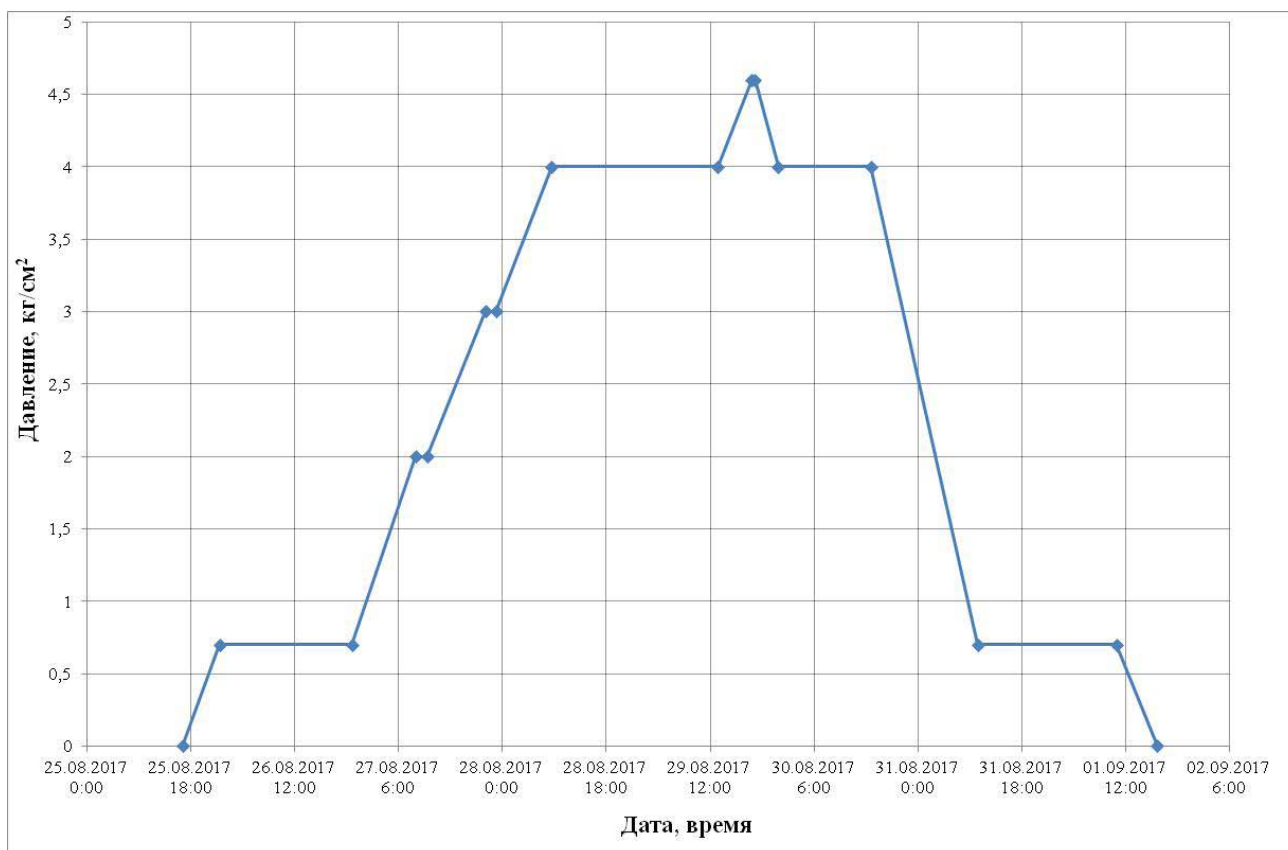


Рис. 5. График изменения давления при испытании защитной оболочки энергоблока №4 Ростовской АЭС на прочность и герметичность

турных канатов, воздействие эксплуатационной температуры и наличие конструктивных особенностей сооружения (например, наличие утолщений в зоне отверстий большого диаметра, различные траектории арматурных канатов, фактическое количество арматурных канатов).

Характер изменения НДС на каждом из упомянутых этапов существования защитной оболочки должен рассматриваться с учетом предшествующего этапа с анализом выявленных при натуральных наблюдениях особенностей.

Для защитной оболочки энергоблока №3 Ростовской АЭС ИБРАЭ РАН разработана методология расчета и детальная расчетная модель, позволяющая на основе показаний КИА АСК НДС определять усилия на анкерах армопучков в период эксплуатации. Это позволяет прогнозировать усилия на анкерах армопучков и делать выводы об их работоспособности при условии совпадения расчетных данных и данных измерений датчиков силы ПСИ-01, не применяя гидродомкраты и «Lift-off» технологию. Данную технологию следует применять только для армопучков, для которых данные моделирования будут существенно отличаться от измеренных усилий на анкерах, а не в качестве постоянного контроля за усилиями натяжения в армопучках.

Обоснованием возможности применения указанного подхода служат следующие факторы:

- датчики силы ПСИ-01, предназначенные для измерения усилий на концах арматурных пучков, были установлены на каждом армопучке (общее количество датчиков 150 штук). Это обеспечило полный контроль качества работ по преднапряжению защитной оболочки, а также позволит обеспечить полный контроль состояния защитной оболочки в период эксплуатации.
- работы по преднапряжению велись по усовершенствованной технологии, что позволило сократить величину потерь усилий на анкеровку до 7-8 %, а также получить более однородный уровень преднапряжения каждого армопучка. В результате получено более однородное напряженно-деформированное состояние защитной оболочки, что положительно повлияло на ее эксплуатационные качества.
- КИА АСК НДС защитной оболочки находится в исправном состоянии.
- все 12 датчиков типа ПЛПС, предназначенных для измерения перемещений защитной оболочки в средней части цилиндра на отметке 36,9 м, находятся в исправном состоянии. Пределы измерения перемещений защитной оболочки на сжатие составляют порядка 25 мм, что позволит фиксировать уменьшение диаметра оболочки от деформаций ползучести и усадки железобетона в период длительной эксплуатации сооружения.
- стабильные показания каждого из 150 датчиков ПСИ-01 с момента окончания преднапряжения по настоящее время свидетельствуют о надежной работе всех армопучков.
- впервые в практике строительства АЭС был проведен комплекс работ по мониторингу защитных оболочек энергоблоков № 3 и 4 Ростовской АЭС в период возведения, преднапряжения и приемосдаточных испытаний, включающий геодезический контроль перемещений защитной оболочки. Это позволит выполнять дополнительный контроль напряженно-деформированного состояния защитной оболочки в течение всего жизненного цикла АЭС

инструментальными методами, исключая силовое воздействие на элементы защитной оболочки.

- защитная оболочка энергоблока № 3 Ростовской АЭС прошла испытания на прочность и герметичность. Установлено, что уровень преднапряжения защитной оболочки достаточен для восприятия всех предусмотренных проектом нагрузок и воздействий в период длительной эксплуатации.

Увеличение количества циклов нагружения армопучков и элементов системы преднапряжения защитной оболочки может привести к снижению их эксплуатационных качеств.

В этой связи применение «Lift-off» технологии для определения усилий в армопучках должно быть сведено к минимуму. При этом для более точного определения возможности восприятия защитной оболочкой проектной аварийной нагрузки при длительной ее эксплуатации необходимо учитывать величину трения на различные периоды эксплуатации.

Проведенный ИБРАЭ РАН анализ показывает, что после преднапряжения между арматурным канатом и полиэтиленовой оболочкой действуют контактные напряжения, которые приводят к увеличению реологических процессов (увеличение внедрения единичных неровностей в деформированное контртело), что, соответственно, приводит к возрастанию сил трения [Л. 8]. Следовательно, усилие отрыва при контроле уровня натяжения армопучков СПЗО-М будет выше действующего усилия в армопучках, что приведет к завышенной оценке НДС защитной оболочки по сравнению с фактической. Кроме того, в период эксплуатации при воздействии повышенных температур и преднапряжения полиэтиленовая оболочка со временем будет повторять профиль витого армоканата и при применении операции «Lift-off» возможно разрушение полиэтиленовой оболочки и продавливание ее до инъецированного раствора. В этом случае смазка будет уходить из полиэтиленовой оболочки и могут возникнуть условия для корроирования проволок арматурного каната.

Подобная методология расчета и детальная расчетная модель, позволяющая на основе показаний КИА АСК НДС определять усилия на анкерах армопучков в период эксплуатации, может быть разработана применительно к внутренней защитной оболочке АЭС-2006. При этом число датчиков силы на анкерах армопучков должно быть увеличено (в настоящее время датчики силы ПСИ-02 устанавливаются на 2 вертикальных и на 2 горизонтальных армопучках).

Испытания защитной оболочки, соответствующие расчетному давлению, требуют существенных затрат, а также могут приводить к ослаблению конструкций защитной оболочки АЭС в зонах концентрации напряжений и деформаций. Отрицательный эффект от проведения подобных испытаний можно снизить, если проводить их только один раз при вводе защитной оболочки в эксплуатацию, а проверку работоспособности ЗО при эксплуатации обеспечивать за счет мероприятий по управлению ресурсными характеристиками строительных конструкций герметичного ограждения АЭС.

В рамках программы по управлению ресурсом системы герметичного ограждения АЭС с ВВЭР-1000 в качестве альтернативного метода контроля состояния ЗО для повышения достоверности оценок по показаниям датчиков КИА или при неработоспособных датчиках КИА рекомендуется установить на действующих энергоблоках АЭС в средней части цилиндра защитной

оболочки на отметке 36,9 м 12 датчиков типа ПЛПС для измерения объемных деформаций защитных оболочек. Кроме того, необходимо рассмотреть возможность дополнительной установки этих датчиков на других отметках, например в створе КИА №1 на отметке 16 и 25, где установлены датчики типа ПСАС.

Измерения геометрических параметров защитной оболочки геодезическими методами для внутренней и наружной поверхности конструкции рекомендуется выполнять в зонах расположения датчиков КИА (в тех же створах и на тех же отметках по высоте) с целью сравнения между собой получаемых результатов измерений двумя различными методами [Л. 9-10].

В случае применения альтернативного метода контроля необходимо использовать аттестованные программные средства и адекватные модели ЗО для проведения расчетной оценки НДС и эксплуатационной пригодности по данным измерений, в частности, для расчета потерь усилий в канатах СПЗО, компонентов напряжений в стержневой арматуре, усилий в стенке оболочки.

## Выводы

1. Для выяснения причин образования меридиональных трещин на наружной поверхности бетонной стенки на уровне расположения подкрановых путей разработана расчетная модель и проведены расчеты НДС ЗО на стадии монтажа полярного крана, которые показали, что основной причиной появления растягивающих напряжений на внешней поверхности защитной оболочки в зоне подкрановых консолей является совместное деформирование крана (прогиб), подкрановых конструкций и стенки оболочки.

2. Рекомендовано устанавливать преобразователи деформаций измерительные (ПДИ) в проектное положение и измерять относительные деформации в элементах опорных конструкций подкранового пути полярного крана в период монтажа полярного крана и монтажа большегрузов.

3. Отмечена необходимость выполнения работ по мониторингу на строящихся энергоблоках АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ, поскольку аналогичная ситуация с повреждаемостью защитной оболочки от нагрузок полярного крана возникает и в конструкциях этого типа.

4. Предложенная ИБРАЭ РАН технология натяжения канатов может быть использована при замене армоканатов СПЗО на действующих блоках АЭС, а также при преднапряжении защитных оболочек АЭС нового поколения (АЭС-2006, ВВЭР-ТОИ).

5. Разработанная информационная система мониторинга защитной оболочки энергоблока № 3 и 4 Ростовской АЭС, в которую включена вся техническая документация, полученная в период возведения, преднапряжения и приемо-сдаточных испытаний защитной оболочки, может быть использована для разработки программы управления ресурсом строительных конструкций защитной оболочки АЭС в соответствии с требованиями НП-010-16.

6. Имеющихся средств контроля НДС защитной оболочки энергоблока № 3 и 4 Ростовской АЭС при их использовании совместно с разработанной ИБРАЭ РАН методологией расчета и детальной расчетной моделью достаточно для того, чтобы определять ее эксплуатационную пригодность, в связи с чем, объем работ по контролю усилий методом «Lift-off» может быть сокращен.

7. Дополнительные циклы нагружения армопучков и элементов системы преднапряжения защитной оболочки, возникающие при применении метода «Lift-off», приведут к повышенному износу элементов СПЗО. Отказ от применения метода «Lift-off» для обследования 100% армопучков позволяет снизить затраты на организацию этих работ и повысить коэффициент готовности АЭС.

8. В рамках программы по управлению ресурсом системы герметичного ограждения АЭС с ВВЭР-1000 в качестве альтернативного метода контроля состояния ЗО следует использовать измерения геометрических параметров защитной оболочки геодезическими методами для внутренней и наружной поверхности конструкции. При этом на начальном этапе рекомендуется выполнять измерения в зонах расположения датчиков КИА (в тех же створах и на тех же отметках по высоте) с целью сравнения между собой получаемых результатов измерений двумя различными методами.

## Список литературы

1. В.Н. Медведев, Александр С. Киселев, Алексей С. Киселев, А.Н. Ульянов, В.Ф. Стрижов, Е.А. Потапов. Натурные наблюдения на этапе строительства защитной оболочки энергоблока № 3 Ростовской АЭС/ Глобальная ядерная безопасность. Научно-практический журнал национального исследовательского ядерного университета «Московский инженерно-технический университет». № 3 (12) 2014. г. Москва, с. 89-99.
2. Ю.И. Пимшин, Е.Б. Ключин, О.Е. Губеладзе, В.Н. Медведев, С.М. Бурдаков, Ю.В. Заяров. Влияние крана кругового действия на техническое состояние строящейся защитной герметичной оболочки АЭС/ Глобальная ядерная безопасность. Научно-практический журнал национального исследовательского ядерного университета «Московский инженерно-технический университет». № 2 (19) 2016. г. Москва, с. 33-42.
3. РД ЭО 1.1.2.99.0624-2011. Мониторинг строительных конструкций атомных станций. М., 2011.
4. ГОСТ 31937-2011. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния.
5. Л.А. Большов, В.Н. Медведев, В.Ф. Стрижов, А.Н. Ульянов. Способ натяжения арматурных канатов/ Патент на изобретение RU 2548267. 20.04.2015.
6. В.Н. Медведев, А.Н. Ульянов, В.Ф. Стрижов, Александр С. Киселев, Алексей С. Киселев. Анализ результатов предварительного напряжения защитной оболочки энергоблока № 3 Ростовской АЭС/ Девятая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». Пленарные и секционные доклады – МНТК-2014, Москва, 21–23 мая 2014, с. 290-295.
7. НП-010-16. Правила устройства и эксплуатации локализуемых систем безопасности атомных станций.
8. А. Н. Ульянов, В. Н. Медведев. Экспериментальное определение коэффициента трения арматурных канатов о стенки каналообразователей на существующих защитных оболочках АЭС/ Препринт NSI-15-94 М., ИБРАЭ РАН, 1994, с. 10.
9. Ю.С. Забазнов, Е.Б. Ключин, Ю.И. Пимшин. Геодезическое обеспечение мониторинга технического состояния защитных герметичных оболочек атомных электрических станций (АЭС) в период их строительства, преднапряжения и испытания // Сборник статей по итогам научно-технических конференций. Выпуск 7 (в двух частях) – Ч1.-М.: Изд-во МИ-ИГАиК, 2014/ Прилож. к журналу «Геодезия и аэрофотосъемка» №6. 2014. с. 19-23.
10. Ю.И. Пимшин, Е.Б. Ключин, В.Н. Медведев, О.А. Губеладзе, В.А. Наугольнов, Ю.В. Заяров, Ю.С. Забазнов. Диагностика технического состояния защитных оболочек АЭС/ Известия высших учебных заведений «Геодезия и Аэрофотосъемка», № 4. 2016. с.55.



# МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ ПАССИВНОГО ОТВОДА ТЕПЛА ОТ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ВВЭР-1200

Андрижневский А.А., Карнович Л.С., Михальчева Э.А., Трифонов А.Г.

Государственное научное учреждение «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны», Минск

## Введение

В обеспечении безопасности АЭС определяющей проблемой остается надежность отвода остаточных тепловыделений. Приоритетность пассивных средств и способов защиты станций определяется их принципиальными преимуществами по сравнению с активными системами: функционирование без потребления электроэнергии, отсутствие необходимости применения управляющих сигналов от контрольно-измерительной аппаратуры и вмешательства эксплуатационного персонала.

В настоящее время в мире ведется широкий поиск новых подходов к проблеме создания пассивных систем расхолаживания реакторной установки, а также пассивных систем для преодоления последствий запроектных аварий. Пассивные системы работают на естественной циркуляции теплоносителя, причем энергия остаточного тепловыделения отводится путем нагрева и испарения определенного запаса воды из баков. При этом считается, что условия возникновения и развития аварии позволяют через определенный промежуток времени (примерно 72 ч) восстановить управление, электроснабжение, подачу охлаждающей воды и т.д. [1].

Система пассивного отвода тепла через парогенераторы (СПОТ ПГ) предназначена для длительного отвода остаточного тепла от активной зоны конечному поглотителю через второй контур при запроектных авариях. Система выполняет следующие функции: отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах полного обесточивания АЭС, в режимах с полной потерей питательной воды, обеспечение резерва активным системам безопасности в случае их отказа.

## Оценка надежности и эффективности работы СПОТ ПГ

В качестве объекта имитационного моделирования рассматривался трубный пучок теплообменника аварийного расхолаживания в контуре СПОТ ПГ. Схематичное изображение конструкции СПОТ ПГ представлено на рис. 1 [2].

Теплообменники аварийного расхолаживания (ТОАР) предназначены для передачи тепла от парогенераторов к запасу охлаждающей воды, находящейся в баке аварийного отвода тепла (БАОТ). Отвод тепла к конечному поглотителю от БАОТ осуществляется путем выпаривания воды в баках в течение, как минимум, первых 24 ч от начала аварии.

Пусковые клапаны обеспечивают автоматическое подключение системы СПОТ ПГ в соответствующий режим теплоотвода. «Малый» пусковой клапан имеет привод пассивного типа, открытие клапана осуществ-

ляется при запроектных авариях (ЗПА) с полным обесточиванием АЭС по факту незапуска дизель-генератора. Также предусмотрено автоматическое открытие клапана при ЗПА с полной потерей питательной воды. Открытие «большого» пускового клапана осуществляется автоматически при отказе активных систем безопасности или дистанционно – оператором.

Принцип работы СПОТ ПГ заключается в следующем: из парогенератора насыщенный пар по трубопроводу направляется в верхний подводящий коллектор теплообменника аварийного расхолаживания. Из верхнего подводящего коллектора пар поступает в трубный пучок, где конденсируется и отдает тепло охлаждающей воде в баке аварийного отвода тепла. Начинается прогрев воды в БАОТ до кипения. Конденсат из трубного пучка стекает в нижний отводящий коллектор и поступает в парогенератор.

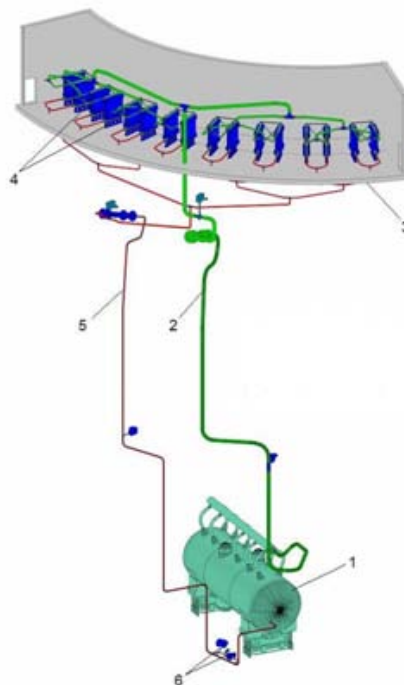


Рис. 1. Конструкция СПОТ ПГ. 1 – парогенератор; 2 – подъемный паропровод; 3 – бак запаса воды; 4 – теплообменники ТОАР; 5 – опускной трубопровод; 6 – пусковые клапаны

При моделировании потоков в СПОТ ПГ в случае конденсации теплоносителя встает задача адекватного описания динамики движения двухфазного потока.

Для описания подобных парожидкостных систем используются различные модели, гетерогенные или гомогенные. Гетерогенные модели требуют детального описания межфазной поверхности. При этом сама межфазная поверхность является или произвольной, или некой структурированной системой, например, парокапельной или пузырьковой.

Такой подход требует значительных вычислительных затрат на описание межфазной поверхности и целесообразен для относительно небольших устройств или систем. Кроме того, данный подход весьма ограничен при описании парожидкостных систем в сложных каналах при постоянном изменении структуры потока. Поэтому в данной работе для описания газожидкостных потоков принята разновидность гомогенной модели, а именно, модель смешения.

Так же, как и для пузырьковых систем, модель смешения основана на двухжидкостной Эйлер–Эйлеровой

модели. Рассматривается двухфазная среда, состоящая из непрерывной и дисперсной фаз.

Модель смешения основывается на следующих предположениях:

- плотность каждой фазы остается примерно постоянной;
- обе фазы находятся в одном и том же поле давлений;
- относительная скорость между фазами определяется из баланса между давлением, силой тяжести и вязким сопротивлением.

В модели смешения при предположении гомогенности потока, т.е. отсутствии проскальзывания фаз, уравнение движения смеси имеет вид

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \nabla)u = -\nabla p + \nabla \tau_{Gm} + \rho g, \quad (1)$$

где  $u$ ,  $\rho$  – скорость и плотность смеси;  $p$  – давление;  $\tau_{Gm}$  – сумма вязкостных и турбулентных напряжений,  $g$  – гравитационное ускорение.

Уравнение неразрывности среды

$$\rho_t + \nabla \cdot (\rho u) = 0. \quad (2)$$

Плотность смеси определяется как

$$\rho = \phi_c \rho_c + \phi_d \rho_d, \quad (3)$$

где  $\phi_c$  и  $\phi_d$  – определяют объемную долю непрерывной и дисперсной фаз;  $\rho_c$  и  $\rho_d$  – плотности каждой из фаз.

Соотношение между скоростями жидкой и паровой фаз будет

$$u_d - u_c = u_{cd} - \frac{D_{md}}{(1 - c_d)\phi_d} \nabla \phi_d, \quad (4)$$

где  $u_c$  – скорость непрерывной среды;  $u_d$  – скорость дисперсной фазы;  $D_{md}$  – коэффициент турбулентной диффузии, учитывающий внешнюю диффузию вследствие турбулентных вихрей. При неучете турбулентных эффектов,  $D_{md}$  равен нулю.

Сумма вязкостных и турбулентных напряжений равна

$$\tau_{Gm} = (\eta + \eta_T) [\nabla u + \nabla u^T] - \frac{2}{3} \rho k I, \quad (5)$$

где  $\eta_T$  – вязкость смеси (Па·с);  $k$  – турбулентная кинетическая энергия. В моделях без учета турбулентности,  $\eta_T$  и  $k$  равны нулю.

Уравнение переноса объемной доли дисперсной фазы будет

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi_d \rho_d) + \nabla \cdot (\phi_d \rho_d u_d) = -m_{dc}, \quad (6)$$

где  $m_{dc}$  – массовый поток от дисперсной фазы к непрерывной фазе, являющийся функцией поверхностной скорости конденсации  $W_c$ . В данной модели  $W_c$  задается или как средняя величина с учетом приведенной теплонапряженности поверхности теплообмена, или определяется как функция от пространственной координаты вдоль оси канала теплообменника СПОТ ПГ с учетом изменения теплового потока к внутренней поверхности теплообмена

$$W_c = \frac{q}{r \rho_d}, \quad (7)$$

где  $q$  – тепловой поток к теплообменной поверхности;  $r$  – скрытая теплота парообразования;  $\rho_d$  – плотность дисперсной фазы.

В полном объеме используемая модель смешения представлена в работе [3].

Для численной реализации модельного аналога СПОТ ПГ использовался метод конечных элементов в интерпретации системы COMSOL Multiphysics.

С целью уменьшения большого числа расчетных ячеек теплообменный пучок секции теплообменника аварийного расхолаживания представлен в виде плоских поверхностей (рис. 2). В рамках выполненных вы-

числительных экспериментов решалась нестационарная задача на установление.

Максимальная мощность теплообменника – 3,125 МВт. Скорость пара на входе в трубный пучок в данном режиме – ~1,79 м/с. Средняя скорость образования дисперсной фазы – 0,0002 м/с. Давление в трубном пучке – 8,1 МПа. При  $p = 8,1$  МПа температура насыщения равна  $t_s = 295,9$  °С. Высота трубного пучка – 1,95 м, вход пара сверху. Непрерывная фаза – поступающий пар из парогенератора, дисперсная фаза – сконденсировавшийся пар (конденсат). В начальный момент объемная доля дисперсной фазы принимается равной 0.

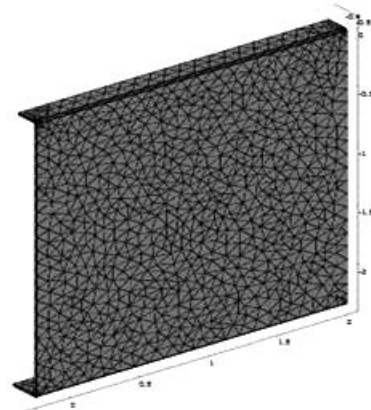


Рис. 2. Расчетная область трубного пучка теплообменника СПОТ ПГ с разбиением на расчетные ячейки по методу конечных элементов

Максимальная мощность теплообменника – 3,125 МВт. Скорость пара на входе в трубный пучок в данном режиме ~1,79 м/с.

На рис. 3 представлена динамика объемного влагосодержания в моменты времени 1, 2, 5 и 10 с при конденсации теплоносителя в трубных пучках теплообменников аварийного расхолаживания СПОТ ПГ.

При графическом представлении ограничено число изоповерхностей объемного влагосодержания. При этом конкретное значение изоповерхности определяется из учета нормирования по максимальному влагосодержанию в моделируемом объеме.

Через верхний конец трубного пучка поступает непрерывная фаза (пар). По мере прохождения по трубному пучку сверху вниз расход и скорость непрерывной фазы (пара) падают, при этом на внутренней стенке трубного пучка наблюдается образование дисперсной фазы (конденсата). Так как в вертикальном трубном пучке при движении непрерывной фазы (пара) сверху вниз силы тяжести и динамического воздействия совпадают по направлению, то дисперсная фаза (конденсат) стекает вниз трубного пучка, при этом наблюдается увеличение объемного влагосодержания по высоте трубного пучка.

На рис. 4 представлено изменение объемного влагосодержания в трубном пучке теплообменника СПОТ ПГ.

Нелинейность профиля объемного влагосодержания на выходе из теплообменных каналов может быть связана с натеканием конденсата на нижележащие слои и появлением волн на поверхности пленки. Данный эффект проявляется в большей или меньшей степени с изменением скорости конденсации.

В рамках в принятой модели смешения толщина приповерхностной пленки конденсата определяется

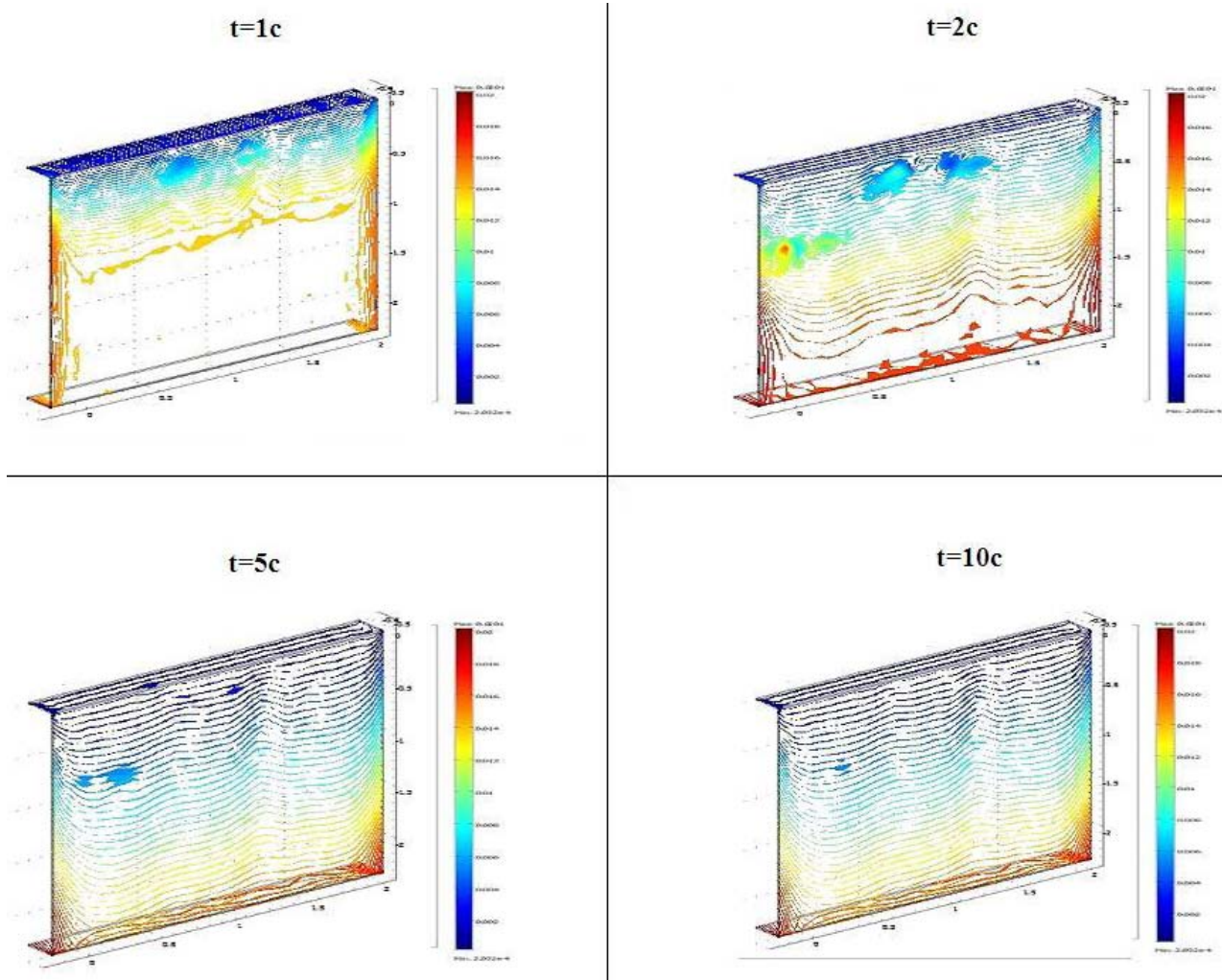


Рис. 3. Динамика объемного влагосодержания при конденсации теплоносителя в трубных пучках теплообменника СПОТ ПГ (задача на установление)

величиной объемного содержания дисперсной фазы (конденсата). Соответственно, это позволяет определить значения локального коэффициента теплоотдачи по высоте трубного пучка.

При пленочной конденсации насыщенного пара и ламинарном течении пленки местный коэффициент теплоотдачи может быть приближенно определен по формуле Нуссельта, т.е. считать, что при данных ограничениях пленка конденсата и пограничный слой совпадают.

Вместе с тем, в рамках принятой формализации трубного пучка секции теплообменника СПОТ ПГ (рис. 2), представляется возможным использовать предложенную В.Г. Левичем формулу для расчета локальной толщины ламинарного пограничного слоя, образующегося при обтекании полубесконечной тонкой пластины [3]

$$\delta^* = \left(\frac{\chi v}{u_\infty}\right)^{0,5}, \quad (8)$$

где  $\chi$  – расстояние от кромки пластины;  $v$  – кинематический коэффициент вязкости;  $u_\infty$  – скорость невозмущенного набегающего потока.

Результаты расчета локальных значений приповерхностного слоя конденсата  $\delta_x$  и  $(\delta_x)_l$ , определенные, соответственно, при заданной и локальных скоростях конденсации, а также толщины пограничного слоя  $\delta_x^*$  и местного коэффициента теплоотдачи  $\alpha_x$  приведены в таблице 1, при этом приняты следующие размер-

ности:  $\chi$  – м;  $\delta_x$ ,  $\delta_x^*$ ,  $(\delta_x)_l$ ,  $(\delta_{cm})_x^*$  – мм;  $\alpha_x$  – кВт/(м<sup>2</sup>·°С). Величина  $\alpha_x$  рассчитана с использованием толщины пленки конденсата  $\delta_x$ . Дополнительно в таблице представлены значения толщины пограничного слоя  $(\delta_{cm})_x^*$ , рассчитанные по формуле В.Г. Левича при локальных параметрах смеси, и соответствующие коэффициенты теплообмена  $(\alpha_x)_{cm}^*$ .

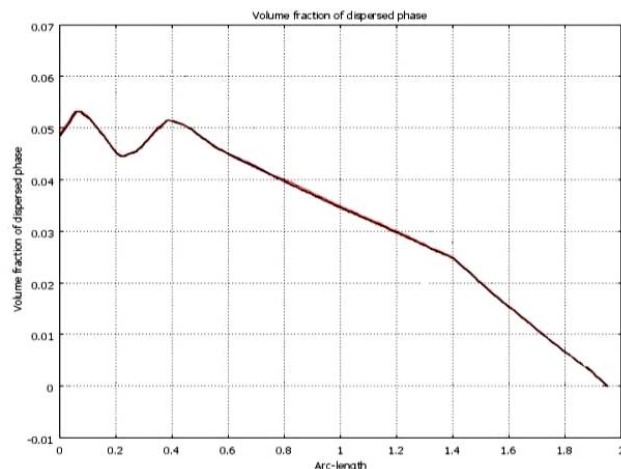


Рис. 4. Распределение объемного влагосодержания по длине (0– 1,95 м) трубного пучка теплообменника СПОТ ПГ (1,95 – вход пара, 0 – вход конденсата)

## Результаты расчета локальных значений приповерхностного слоя конденсата и местного коэффициента теплоотдачи

$X$	0,1	0,2	0,5	1	1,5	1,95
$\Delta_x$	0,04	0,08	0,16	0,30	0,38	0,40
$\Delta_x^*$	0,08	0,12	0,18	0,26	0,32	0,36
$(\Delta_x)_{л}$	0,14	0,15	0,22	0,37	0,56	0,88
$(\Delta_x)_{см}^*$	0,14	0,20	0,32	0,47	0,60	0,68
$\alpha_x^*$	8,9	4,6	3,1	2,1	1,7	1,5
$(\alpha_x)_{см}^*$	4,0	2,8	1,8	1,5	1,0	0,7

Как видно из таблицы, имеется достаточно хорошее совпадение, как характера поведения, так и значений  $\delta_x$ ,  $\delta_x^*$  вдоль оси теплообменника СПОТ ПГ. Имеющиеся разногласия в значениях  $\delta_x$  и  $\delta_x^*$  связаны с использованием конечной, осредненной по длине скорости конденсации, что приводит к ее занижению или завышению, соответственно, на начальных и конечных участках теплообменника. При значительном превышении  $\delta_x^*$  над  $\delta_x$  использование формулы В.Г. Левича для определения пограничного слоя в рамках «двух-слойной» (приповерхностный слой конденсата + паровое ядро) модели двухфазного потока считаем неправомерным. Это ограничение не относится к гомогенной модели смешения, что подтверждается сравнением  $(\delta_x)_{л}$  и  $(\delta_{см})_x^*$ . В тоже время, авторы считают, что для рассматриваемого случая поверхностного отвода тепловой энергии с образованием поверхностной пленки конденсата на вертикальной поверхности, более оправданно использование формулы В.Г. Левича с параметрами дисперсной фазы и скорости набегающего потока на входе в каналы.

Вероятностная оценка надежности СПОТ ПГ проводилась с помощью программного кода RiskSpectrum. Показателем оценки надежности системы является вероятность невыполнения системой заданных функций:

- отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах полного обесточивания АЭС;
- отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах с полной потерей питательной воды.

Функции безопасности выполняются при условии работоспособности не менее трех каналов из четырех и номинального уровня в БАОТ.

В ходе выполнения анализа надежности системы рассматривались отказы по следующим причинам: отказы открытия «малого» и «большого» пусковых клапанов, течи теплообменников с выводом соответствующего канала из эксплуатации до планово-предупредительного ремонта, засорение трубной системы теплообменника, несанкционированное закрытие отсечной арматуры на трубопроводах подвода пара и отвода конденсата, течи баков аварийного отвода тепла.

При анализе системы пассивного отвода тепла через парогенераторы определены группы элементов, для которых разрабатывались отказы по общей причине: течь теплообменников, ложное закрытие задвижек на паропроводах и трубопроводах конденсата между ПГ и теплообменниками СПОТ ПГ, отказ на открытие и ложное закрытие «малых» пусковых клапанов, отказ на открытие и ложное закрытие «больших» пусковых клапанов, отказ на открытие и ложное закрытие арматуры на линии заполнения БАОТ.

При расчете рассматриваемого времени работы 24 ч среднее значение вероятности отказа системы пассивного отвода тепла через парогенераторы равно  $3,38 \cdot 10^{-6}$ . При этом максимальный вклад в вероятность невыполнения функции системы СПОТ ПГ вносит отказ открытия пускового клапана. Вклад в вероятность невыполнения функции JNB отказов, связанных с потерей воды из баков аварийного отвода тепла, составляет менее 1%.

Результаты расчета системы JNB, исходя из рассматриваемого времени работы 72 ч, показывают, что среднее значение вероятности отказа системы пассивного отвода тепла через парогенераторы равно  $7,04 \cdot 10^{-4}$ .

Вероятность отказа системы при выполнении заданной функции безопасности при времени работы 72 ч значительно выше, так как для работы системы требуется подпитка БАОТ водой с использованием системы мобильного оборудования и резервных запасов воды, находящихся на площадке, следовательно, при анализе системы необходимо рассматривать отказы дополнительного оборудования. При этом максимальный вклад в вероятность невыполнения функции системы СПОТ ПГ вносят отказы на открытие пусковых клапанов, отказ арматуры на линии заполнения БАОТ (около 80%), в том числе и по общим причинам.

Повысить надежность системы можно посредством монтажа байпасных линий на заполнение и подпитку БАОТ, обеспечив тем самым надежную работы СПОТ ПГ при длительном (более 24 ч) отводе тепла от парогенераторов. Кроме того, уменьшение периода опробования и испытаний пусковых клапанов и арматуры на линии заполнения БАОТ позволит снизить отказы, существенно влияющие на надежность СПОТ ПГ.

СПОТ ПГ содержит большое количество однотипных элементов (теплообменники, арматура, трубопроводы), которые могут отказывать по общим причинам вследствие общности конструкции и материалов резервируемых элементов, воздействия окружающей среды, одинаковых процедур технического обслуживания и/или проверок. Для повышения надежности системы и снижения вероятности ООП необходимо предусмотреть дополнительные меры: изменение эксплуатационных процедур и регламента периодических проверок работоспособности элементов системы для выявления и устранения скрытых отказов по общей причине, возникающих в режиме ожидания, а также технические средства защиты против ошибочных действий оперативного персонала при ремонте и обслуживании системы.

## Выводы

Результаты данных тестовых вычислительных экспериментов свидетельствуют об их физической непротиворечивости и согласованности с общепринятыми рекомендациями. Это в свою очередь, позволяет сделать вывод:

- во-первых, об обоснованности принятой формализации теплообменной поверхности теплообменника-конденсатора СПОТ ПГ в виде плоских поверхностей;
- во-вторых, возможности задания в рамках гидродинамической модели локального поверхностного стока теплоты, с использованием расчетной толщины ламинарного пограничного слоя, определяемой, в частности, по формуле В.Г. Левича.

Дальнейшее развитие представленной модели связано с сопряженным рассмотрением процессов переноса в контуре СПОТ ПГ АЭС.

Вероятностная оценка надежности СПОТ ПГ, выполненная с использованием программного кода Risk-Spectrum, показала достаточную надежность системы при выполнении назначенных ей функций безопасности: среднее значение вероятности отказа при расчете рассматриваемого времени работы 24 ч составляет  $3,38 \cdot 10^{-6}$ , при времени работы 72 ч —  $7,04 \cdot 10^{-4}$ . Наибольшее влияние на снижение надежности оказывают отказы, в том числе и по общим причинам, пусковых клапанов СПОТ ПГ, а также отказ арматуры на линии заполнения БАОТ. Повысить надежность системы можно посредством внедрения специальных технических и организационных мер.

#### Список литературы

1. Андрижиевский А.А., Карпович Л.С., Трифонов А.Г. Моделирование структуры и динамики парожидкостных потоков в системе пассивного отвода тепла АЭС. Труды Международной научно-практической конференции по атомной энергетике. — Россия, г. Севастополь, 2017. — с. 66–69.
2. Свириденко И.И. Показатели надежности автономной системы пассивного отвода теплоты ВВЭР на основе двухфазных термосифонов. Сборник научных трудов СНИЯЭиП. № 14. — Украина, г. Севастополь, 2005. — с. 14–25.
3. Андрижиевский А.А., Трифонов А.Г., Кулик Л.С. Моделирование структуры термоконвективных потоков в системе пассивного отвода тепла АЭС. Труды БГТУ. 2016. № 3: Химия и технология неорган. в-в. — с. 142–146.
4. Левич В.Г. Физико-химическая гидродинамика. М.: Физматгиз, 1959. — 700 с.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ОКСИДНОЙ ПЛЁНКИ НА УЧАСТКАХ ПОВЫШЕННОГО ОКИСЛЕНИЯ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ ТВС-2М, ОТРАБОТАВШЕЙ НА 4-М ЭНЕРГОБЛОКЕ БАЛАКОВСКОЙ АЭС В ТЕЧЕНИЕ ОДНОЙ ТК

*Волкова И.Н., Горячев А.В., Звир Е.А., Жителев В.А., Никитин О.Н., Строек А.В.*  
АО «ГНЦ НИИАР», Димитровград, Россия

Начиная с 2008 года АО «Концерн Росэнергоатом» реализует программу перевода российских энергоблоков ВВЭР-1000 на 18-ти месячный топливный цикл с одновременным повышением мощности блоков до 104% от номинальной [1]. Для реализации данной программы разработана конструкция твэла с увеличенной загрузкой топлива за счет увеличения длины топливного столба с 3530 мм до 3680 мм [2]. На сегодняшний день твэлы такой конструкции эксплуатируются на всех российских АЭС с реакторами ВВЭР-1000 в составе ТВС-2М и ТВСА-PLUS. При осмотре топлива в период ППР на некоторых энергоблоках, в частности на реакторах ВВЭР-1000 Балаковской и Ростовской АЭС, в верхней части некоторых ТВС обнаружено изменение цвета поверхности оболочек твэлов с обычного темно-серого на белый. В наибольшей степени это явление выражено на твэлах ТВС-2М энергоблоков Балаковской АЭС. Наиболее заметное изменение цвета оболочек произошло под ДР12 и выше вплоть до ДР13 (рисунок 1).

В конструкции ТВС-2М верхняя граница топливного столба твэла расположена непосредственно под ДР12, ближе к ее верхней части. На участке твэла выше ДР12 находится газосборник, где нет энерговыделения и температура оболочки ниже, чем на участке активной зоны.

Анализ статистики обнаружения ТВС с изменением цвета поверхности оболочки твэлов не выявил четкой зависимости этого явления от положения ТВС в активной зоне, выгорания или года эксплуатации.

Для выявления причины изменения цвета верхней части оболочек были проведены подробные материаловедческие исследования на двух твэлах 1 и 249 из ТВС-2М, отработавшей на 4 блоке Балаковской АЭС в течение одной топливной кампании. Участок с изменившимся цветом оболочек начинается в области ДР12. На фотографии внешнего вида (рис. 1) видно, что у большинства твэлов изменение цвета оболочки произошло непосредственно над верхней плоскостью ДР12. На некоторых твэлах наблюдается резкая граница изменения цвета оболочки, располагающаяся примерно на 15 мм выше ДР12 (рис. 2). В частности у твэла 249 небольшой темный участок оболочки длиной ~12–15 мм располагается над верхней плоскостью ДР12 (рис. 2).

Длина участка с разной степенью изменения цвета оболочки у твэлов этой ТВС составляет от 190 до 280 мм. Приблизительно на середине пролёта между ДР12 и ДР13 (3710–3840 мм) насыщенность белого цвета уменьшается, становятся видны мелкие светлые пятна на сером фоне. Под ДР13 оболочки имеют темно-серый цвет без пятен (рис. 3).

Измерение вихретоковым методом показало, что в области изменения цвета толщина оксидной плёнки увеличена. Её максимальная толщина на участках с изменённым цветом оболочки составляет 10–30 мкм, тогда как обычно в области газосборника она не превышает ~4 мкм (рис. 4). Примечательно, что оболочки некоторых твэлов в пучке имеют темно-серый цвет (рис. 3). Эти твэлы соседствуют с твэлами с изменённым цветом оболочек. Толщина оксидной пленки таких твэлов наоборот резко уменьшается на том участке, где оболочки остальных твэлов изменили цвет и имеют повышенную толщину оксида (рис. 5).

Результаты измерения толщины оксидной пленки твэла 249 с привязкой к фотографии внешнего вида приведены на рис. 6. На рисунке указано положение верхнего торца топливного столба, определённого по результатам гамма-сканирования.

В структуре оксидной плёнки на наружной поверхности твэла 1 на участке максимальной толщины преобладают мелкие тангенциальные трещины, располагающиеся без видимой периодичности по толщине оболочки. Встречаются расслоения оксида крупными трещинами (рис. 7). Фронт окисления оболочки неровный.

У твэла 249 граница изменения цвета оболочки имеет резкие «ломаные» контуры (рис. 8). Исследование оксидного слоя в продольном сечении, на границе начала участка изменения цвета оболочки, показало, что оксидная плёнка с такой структурой приобретает белый цвет поверхности, начиная с толщины ~7–8 мкм.

На участке, где изменение цвета оболочки приобретает вид отдельных светлых пятен, сохраняются все описанные выше особенности структуры оксидной плёнки, но её толщина изменяется от 2 до 7 мкм. При этом участки оксида с максимальной в этом сечении толщиной сохранились только фрагментарно (рис. 9).

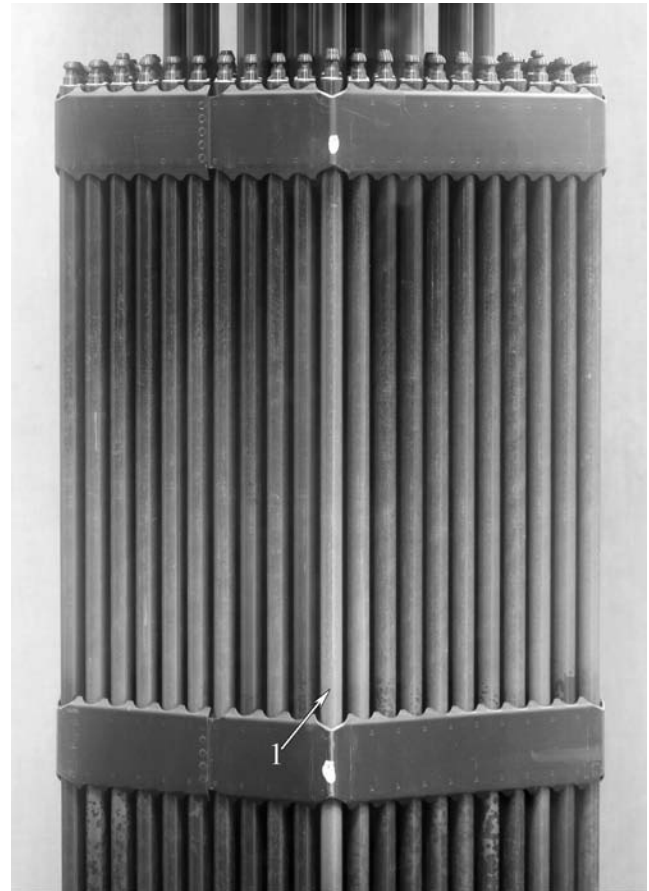
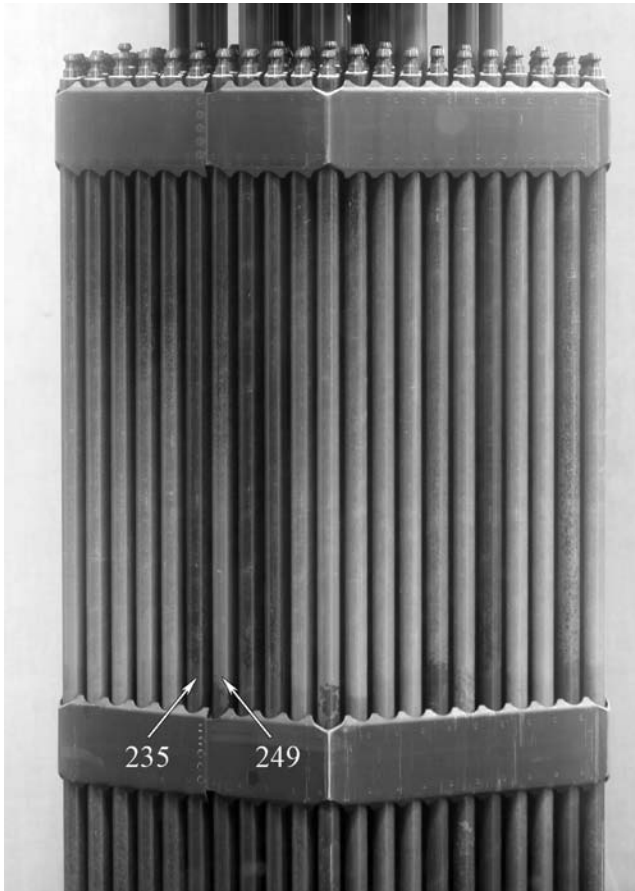


Рис. 1. Внешний вид верхней части ТВС

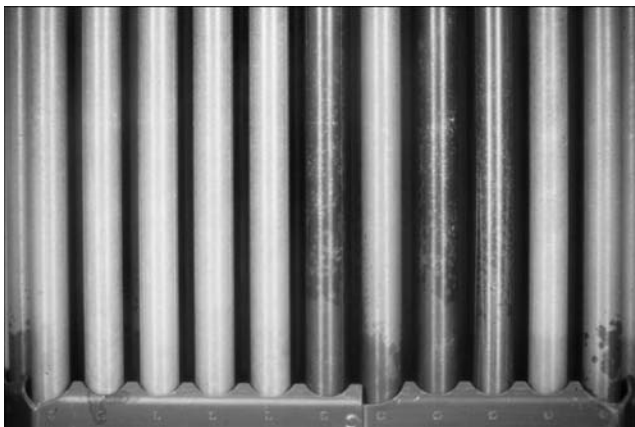


Рис. 2. Граница изменения цвета оболочки твэла 249 над ДР 12

Такой характер изменения цвета поверхности и структура оксида позволяет утверждать, что он является результатом отслоения оксидной плёнки, а не неравномерности коррозии оболочки.

Таким образом, отсутствие изменения толщины оксидной плёнки по данным измерений вихретоковым методом на оболочке твэла 249 непосредственно над ДР12 можно объяснить её частичным отслоением.

Далее до координаты ~3800 мм вихретоковые измерения показывают примерно одинаковую толщину оксида. Это совпадает с результатами металлографических исследований, показывающих относительно толстую и равномерную по периметру оболочки оксидную плёнку.

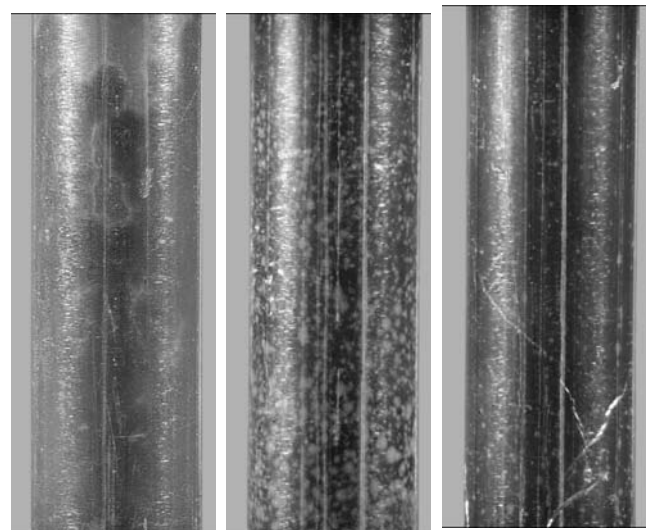
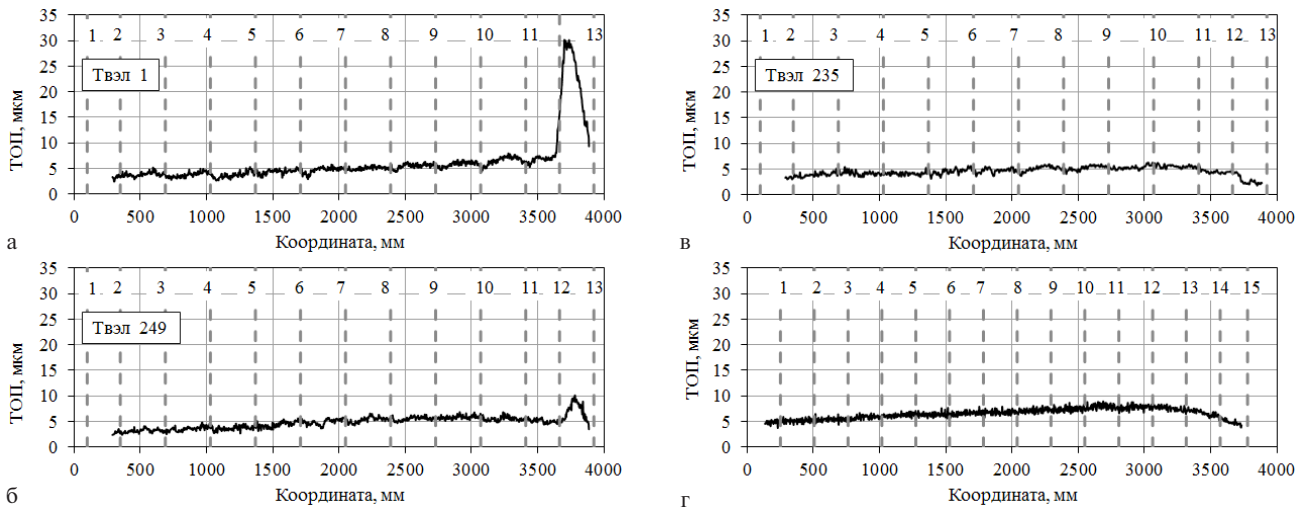
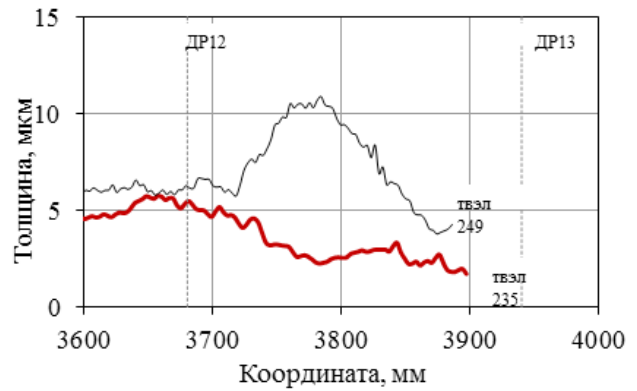


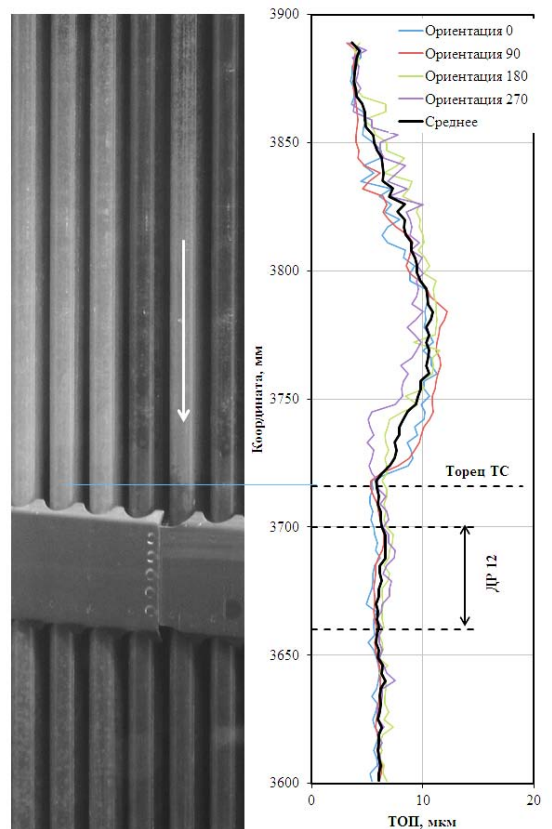
Рис. 3. Изменение цвета оболочки твэла 249 на участке между ДР12 и ДР13



**Рис. 4.** Изменение толщины оксидной плёнки по длине твэлов, (цифрами указаны номера ДР) а, б – твэлы с изменившимся цветом оболочек, в – твэл без изменения цвета, г - изменение толщины оксидной пленки по длине твэла ТВС-2, отработавшей три топливные кампании, на твэлах которой не наблюдалось эффекта изменения цвета оболочки.



**Рис. 5.** Изменение толщины оксидной пленки на участке между ДР12 и ДР13 у твэлов с изменённым (твэл 249) и неизменённым (твэл 235) цветом оболочки



**Рис. 6.** Толщина оксидной плёнки на участке повышенного окисления твэла 249, измеренная вихретоковым методом, и фотография внешнего вида твэла в пучке

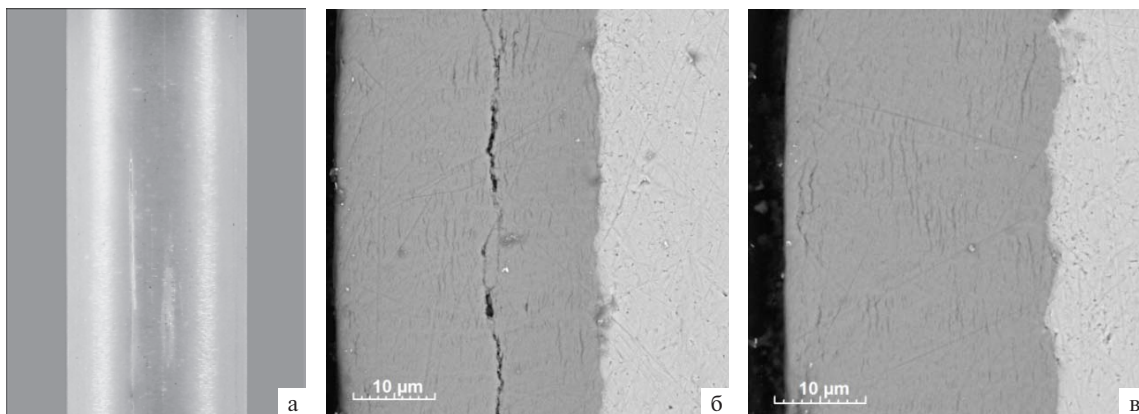


Рис. 7. Внешний вид твэла 1 (а) и структура (б-в) оксидного слоя на участке его максимальной толщины

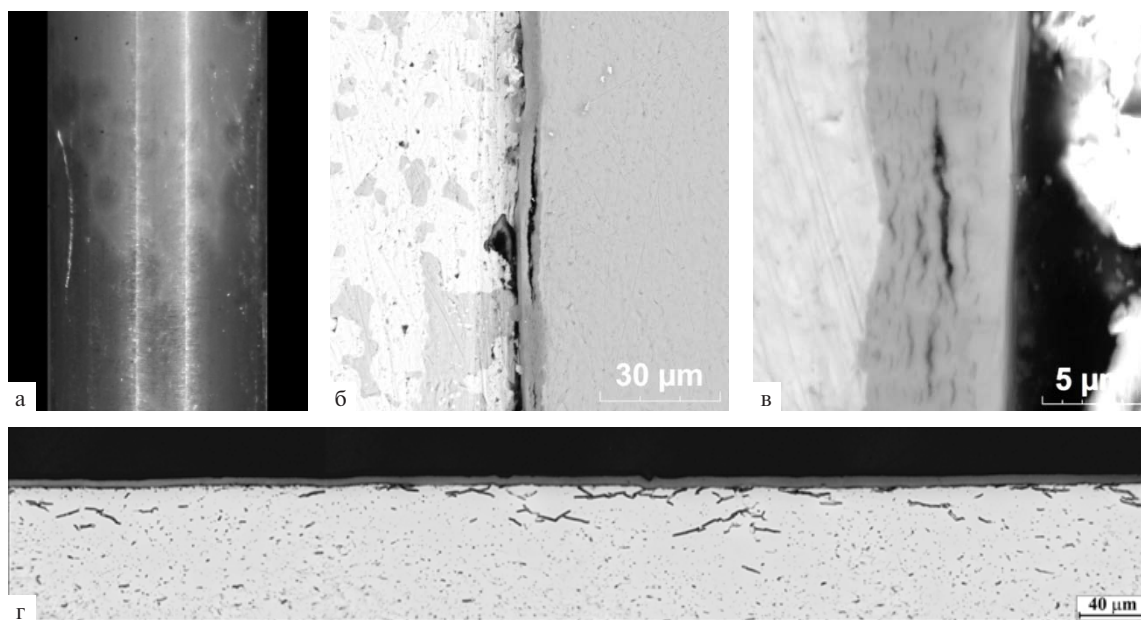


Рис. 8. Внешний вид твэла 249 (а) и структура (б-г) оксидного слоя на границе начала участка с изменением цвета (над ДР 12)

Выше координаты 3800 мм вихретоковые измерения показывают монотонное уменьшение толщины оксидной плёнки. На фотографиях внешнего вида примерно с этого уровня поверхность оболочки начинает выглядеть покрытой отдельными белыми пятнами. Металлографические исследования показывают, что максимальная толщина образовавшегося оксида не изменяется, но с увеличением высотной координаты нарастает процесс расслоения оксидной плёнки, сопровождающийся отслоением оксида с поверхности. Из этого можно заключить, что скорость коррозии в верхних сечениях не уменьшается, а изменение вида поверхности оболочки и уменьшение толщины оксидной плёнки, измеряемой вихретоковым методом, обусловлено отслоением оксида с поверхности, поскольку нет факторов, которые могли бы повлиять на снижение коррозии участков оболочки, находящихся выше топливного столба при постоянной температуре.

Отслоением оксидной плёнки, скорее всего, объясняется и кажущееся отличие в степени окисления соседних в пучке твэлов. Несмотря на более тёмный тон, оболочки «неокисленных» твэлов всё же имеют сравнительно «пёструю» поверхность (рис. 6). Причина различия в степени отслоения оксида с поверхно-

сти разных твэлов не установлена. В отсутствие резких локальных колебаний температуры, состава теплоносителя и свойств самих оболочек одной из возможных причин разного отслоения оксида может быть отличие в вибрации твэлов в потоке теплоносителя вследствие различной жёсткости их закрепления в ячейках ДР. С одной стороны вибрация твэлов может оказывать механическое влияние на отслоение микронных фрагментов оксида с поверхности. С другой стороны она может влиять на процесс обтекания поверхности потоком теплоносителя и образование пузырьков пара на поверхности оболочки. Эти рассуждения не выходят за рамки предположений, правильность которых можно проверить по результатам исследований твэлов с оболочками без изменения цвета поверхности в верхней части.

Аномальное увеличение толщины оксидной плёнки выше ДР12 сопровождается изменением её структуры. При окислении в воде в условиях реактора или в автоклаве на циркониевых сплавах образуется оксидная плёнка с системой коротких тангенциальных трещин, расположенных на примерно равном по толщине расстоянии, что отражает периодически повторяющиеся переходы окисления [3,4] Структура оксида на оболоч-



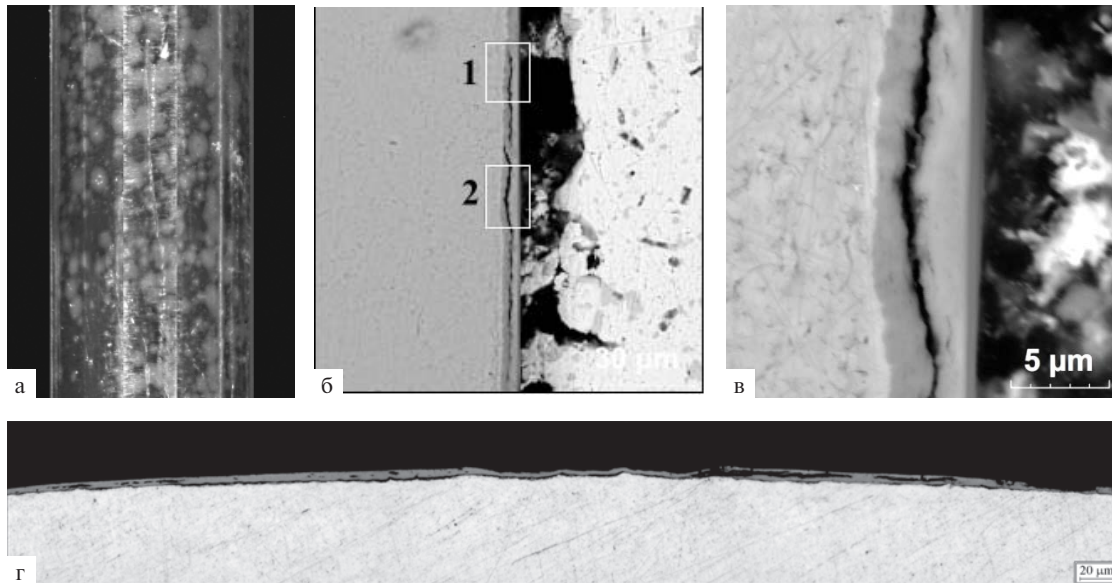


Рис. 9. Внешний вид твэла 249 (а). Отслоение оксидной плёнки с поверхности оболочки в верхней части между ДР 12 и ДР13 (б-в)

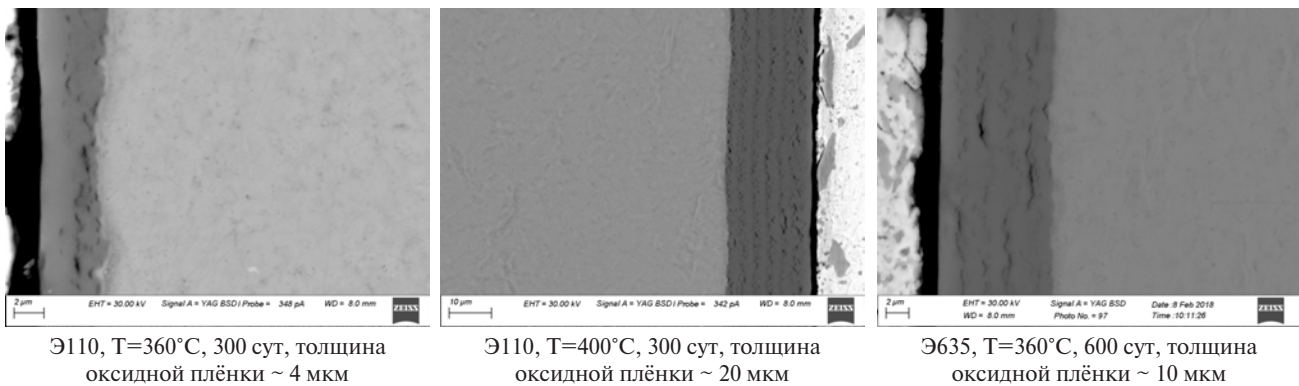


Рис. 10. Оксидная плёнка на образцах из сплавов Э110 и Э635, окисленных в автоклаве

ках из сплавов Э110 и Э635, окисленных в автоклаве, показана на рис. 10.

При увеличении толщины оксидной плёнки на поверхности оболочки происходит увеличение количества показанных на рис. 10 слоев. При окислении циркониевых сплавов в паре структура оксидной плёнки меняется. Периодичность возникающих в ней трещин становится менее заметной, появляется неравномерность фронта окисления оболочки.

В работе [5] такое изменение структуры (рис. 11), связанное с ускорением коррозии, связывают с локализацией переходов окисления. Аналогичная структура наблюдается на этапе ускоренной коррозии оболочек из циркалоя в верхней части твэлов PWR [4]. Структура оксидной плёнки на сплавах, окисленных в паровой среде в автоклаве в [4, 5], совпадает со структурой оксида на поверхности оболочки исследованного твэла 249 (рис.8в). Это дает основания предположить, что основной причиной ускорения коррозии выше ДР12 является повышенное паросодержание теплоносителя при работе твэлов в реакторе, которое может быть обусловлено как гидравлическими характеристиками ТВС ВВЭР-1000 типа ТВС-2М, так и особенностями эксплуатации энергоблока.

Изменение толщины и структуры оксидной плёнки начинается под ДР12. Этот участок находится в верхней части ТВС, где теплоноситель находится при

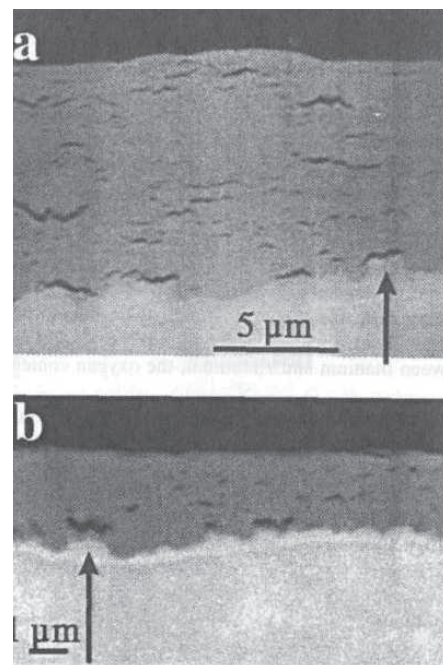


Рис. 11. Фотографии оксидной плёнки на образце циркалоя-4, окисленном в течение 170 дней при 688 К в паре при 10,3 МПа (а), и на образце Zr-1Nb (b), окисленном в течение 22 дней в тех же самых условиях [5]

максимальной температуре и минимальном давлении (вследствие гидравлического сопротивления ТВС), т.е. в условиях, где наиболее возможно образование пара. Дополнительным фактором, способным вызвать начало подкипания теплоносителя, является увеличение его скорости в области ДР вследствие уменьшения сечения потока и соответствующего снижения давления.

### Выводы

Исследование характера коррозионного повреждения оболочек твэлов на участке с изменением цвета оболочки показало что:

1. Изменение тона поверхности твэлов на светлый между ДР12 и ДР13 произошло вследствие увеличения толщины и изменения структуры оксидной плёнки на поверхности оболочки. Возвращение тёмного тона поверхности оболочек в верхней части газосборника вызвано частичным отслоением оксидной плёнки.

2. Характер коррозионного повреждения оболочек на участке повышенного окисления соответствует ускоренному равномерному типу окисления. Структура оксидной плёнки на этом участке, имеет следующие отличия от структуры оксидов, обычно наблюдаемых на поверхности оболочек твэлов ВВЭР:

- неравномерность фронта окисления;
- повышенная плотность микротрещин и нетипичный характер их расположения по толщине окисленного слоя оболочки;
- протяжённые расслоения оксидной пленки, приводящие к её отслоению от поверхности оболочки.

3. Наиболее вероятной причиной повышенного окисления и отслоения оксидной плёнки в верхней части твэлов Балаковской АЭС, является повышенное паросодержание в теплоносителе, которое может быть обусловлено как гидравлическими характеристиками ТВС ВВЭР-1000 типа ТВС-2М, так и особенностями эксплуатации энергоблока. Для прояснения этого вопроса необходимо выполнение сопоставления полученных экспериментальных данных и теплогидравлических расчётов условий эксплуатации ТВС.

### Список литературы

1. «ПРОГРАММА №ПРГ-609М07 увеличения выработки электроэнергии на действующих энергоблоках АЭС концерна «Росэнергоатом» на 2007-2015 годы», утверждена Заместителем Руководителя Федерального агентства по атомной энергии.

2. Твэл ТВСА-PLUS и ТВС-2М универсальный. Пояснительная записка. 310.021.00 ПЗ // Материалы технического проекта твэла ТВСА-PLUS и ТВС-2М для реактора ВВЭР-1000, ОАО «ВНИИНМ» - 2008.

3. Arthur T. Motta, Aylin Yilmazbayhan, Robert J. Comstock, Jonna Partezana, George P. Sabol Barry Lai, and Zhonghou Cai, Microstructure and Growth Mechanism of Oxide Layers Formed on Zr Alloys Studied with Micro-Beam Synchrotron Radiation, Journal of ASTM International, May 2005, Vol. 2, No. 5, Paper ID JAI 12375.

4. Philippe Bossis, Dominique Pecheur, Karine Hanifi, Joel Thomazet, and Marline Blat, Comparison of the High Burn-Up Corrosion on M5 and Low Tin Zircaloy-4 Journal of ASTM International, January 2006, Vol. 3, No. 1, Paper ID JAI12404.

5. Bossis, P., Lelievre, G., Barberis, P., Ittis, X., and Lefebvre, F., "Multi-Scale Characterization of the Metal-Oxide Interface of Zirconium Alloys," Zirconium in the Nuclear Industry: Twelfth International Symposium, ASTM STP 1354, G. P. Sabol and G. D. Moan, Eds., American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2000, pp. v 918-945.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕГЕРМЕТИЧНЫХ ТВЭЛОВ ВВЭР-1000, ПРОВЕДЁННЫХ В АО «ГНЦ НИИАР» В ПЕРИОД 2016-2017 гг.

*Строжук А.В., Звир Е.А., Жителев В.А., Боков А.А., Волкова И.Н.*

*АО «ГНЦ НИИАР», Дмитровград*

### Общая характеристика исследованных негерметичных ТВС

В рамках отраслевого проекта «Нулевой уровень отката ядерного топлива» [1] в АО «ГНЦ НИИАР» проводятся послереакторные исследования негерметичных тепловыделяющих сборок ВВЭР-1000. Основная цель исследований – определение причины и механизма разгерметизации, оценка состояния тепловыделяющих элементов после их эксплуатации в негерметичном состоянии. В период 2016-2017 гг. выполнены исследования пяти негерметичных ТВС современных конструкций: трех ТВСА с Калининской АЭС, и двух ТВС-2М с Балаковской и Ростовской АЭС. Основные характеристики исследованных ТВС приведены в таблице 1. ТВС-2М N434409498 отработала одну топливную кампанию, остальные ТВС – по две топливные кампании. Две ТВСА-PLUS были оснащены антидебризными фильтрами (АДФ), у ТВС-2М N434409498 разгерметизировался тепловыделяющий элемент с уран-гадолиниевым топливом (твэг).

Результаты исследований показали, что причиной разгерметизации ТВС послужило дебриз-повреждение оболочек посторонними предметами. У твэлов ТВСА первичные дефекты располагались на участках, расположенных под антивибрационной решёткой, у твэлов ТВС-2М – под первой и двенадцатой дистанционирующей решетками. Размеры первичных дефектов существенно различались, максимальная длина дефекта 10,0 мм и ширина 1,0 мм были зафиксированы у твэга.

### Результаты исследований негерметичных твэлов ТВСА №СГ01719 и ТВСА-PLUS №ЖД02585, №ЖД02560

В каждой из трёх ТВС были обнаружены по одному негерметичному твэлу. В ТВСА №СГ01719 негерметичный твэл №231 располагался в четвертом ряду пучка, в ТВСА-PLUS №ЖД02585 и №ЖД02560 негерметичные твэлы №79 и №110. – в периферийном ряду. Внешний вид твэлов имел все признаки, характерные для негерметичных твэлов ВВЭР: спиралевидная полоса на газосборнике в месте расположения фиксирующих витков пружинного фиксатора топливного столба, изменение цвета и деформация оболочек на различных участках в верхней части твэлов (рис. 1а). На твэле №79 (ТВСА-PLUS №ЖД02585) наблюдался разрыв на участке, расположенном в пролёте между ДР12 и ДР13. Оболочка на участке, прилегающем к месту разрушения, сильно наводорожена и охрупчена. Об этом свидетельствует светлый оттенок её поверхности и вид в месте разрушения (рис. 1б). Локальная кристаллизация CsOH (пятно белого цвета) на поверхности негерметичного твэла №110 (ТВСА-PLUS №ЖД02560) в месте локального

Таблица 1. Основные характеристики негерметичных ТВС ВВЭР-1000

№ ТВС	АЭС/блок	Продолжительность эксплуатации, кол-во ТК/эфф.сут.	Выгорание, МВт×сут/кгU	Наличие АДФ	Местоположение дебрис-повреждения	Размер первичного дефекта, длина/ширина, мм
ТВСА СГ01719	Калининская, блок 3	2 / 613,6	31,27	нет	под АВР	6,6 / 0,7
ТВСА-PLUS ЖД02585	Калининская, блок 3	2 / 973,7	40,07	есть	под АВР	3,0 / 0,4
ТВСА-PLUS ЖД02560	Калининская, блок 3	2 / 973,7	43,91	есть	под АВР	1,4 / 0,4
ТВС-2М N434409498	Балаковская, блок 4	1 / 482,7	24,36	нет	под ДР12	10,0 / 1,0
ТВС-2М N421807945	Ростовская, блок 1	2 / 959,6	40,96	нет	под ДР1	2,0 / 0,8

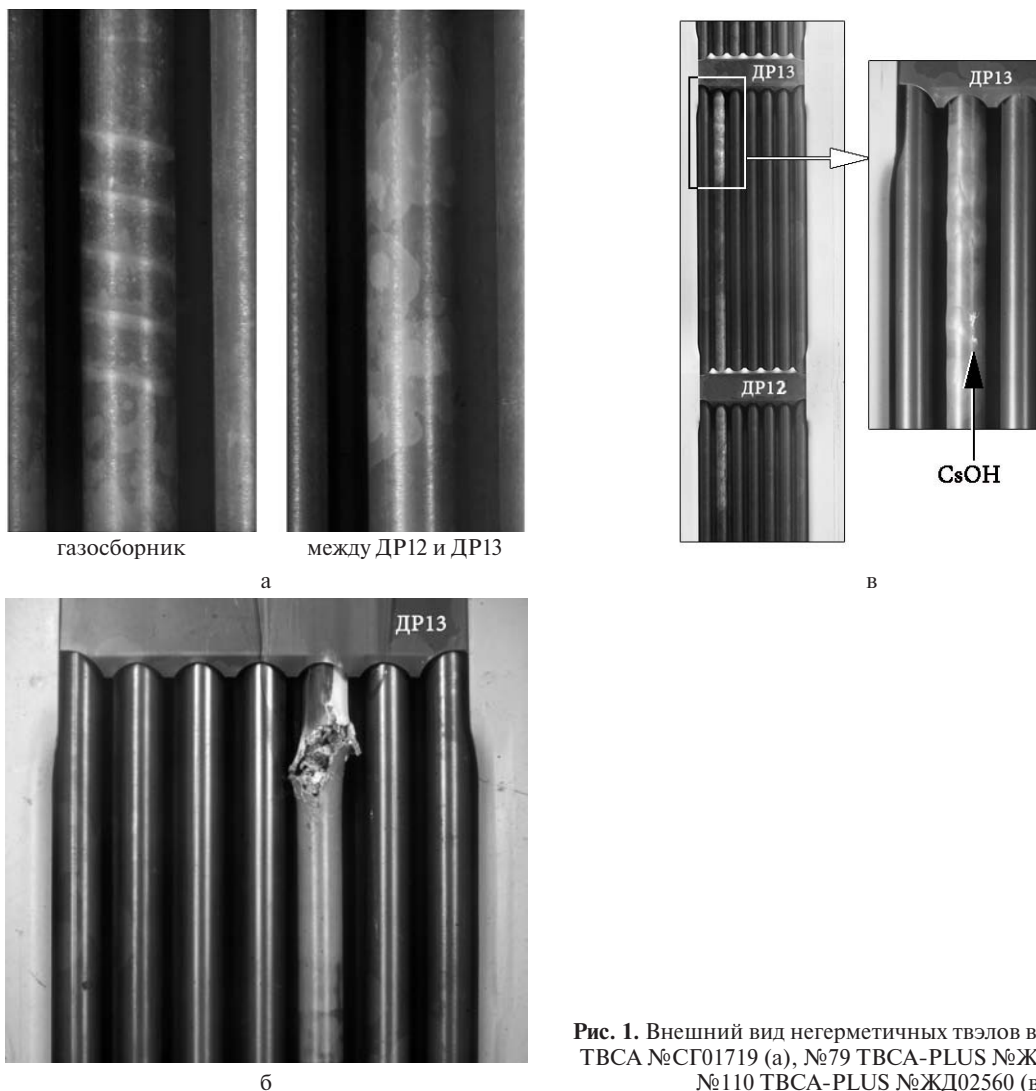


Рис. 1. Внешний вид негерметичных твэлов в пучке: №231 ТВСА №СГ01719 (а), №79 ТВСА-PLUS №ЖД02585 (б) и №110 ТВСА-PLUS №ЖД02560 (в)

вспучивания оболочки свидетельствует о наличии в ней сквозной трещины (рис. 1в).

Осмотр твэлов после извлечения их из пучка показал, что в каждом из трёх негерметичных твэлов в нижней их части наблюдается один и тот же дефект оболочки — сквозное повреждение из-за механического взаимодействия с посторонним предметом (рис. 2). Повреждения располагались на участках твэлов под нижней плоскостью поля ячеек антивибрационной решетки.

Металлографические исследования образцов, вырезанных из нижней части негерметичных твэлов, подтвердили наличие сквозного истирания оболочек.

Края оболочек в месте дефекта имеют округлую форму, характерную для дебрис-повреждений (рис. 3). Эквивалентный диаметр сквозных повреждений составил: 0,3 мм, 2,7 мм и 0,6 мм для твэлов №231, №79 и №110.

Состояние всех трёх исследованных негерметичных твэлов является типичным для негерметичных твэлов ВВЭР-1000, у которых первичный дефект находится в нижней части. Попадание воды в твэл привело к повышению температуры и газовому распуханию топлива. Увеличение объёма центральной более пластичной области сопровождалось повышенной фрагментацией радиальными трещинами периферийной кольцевой

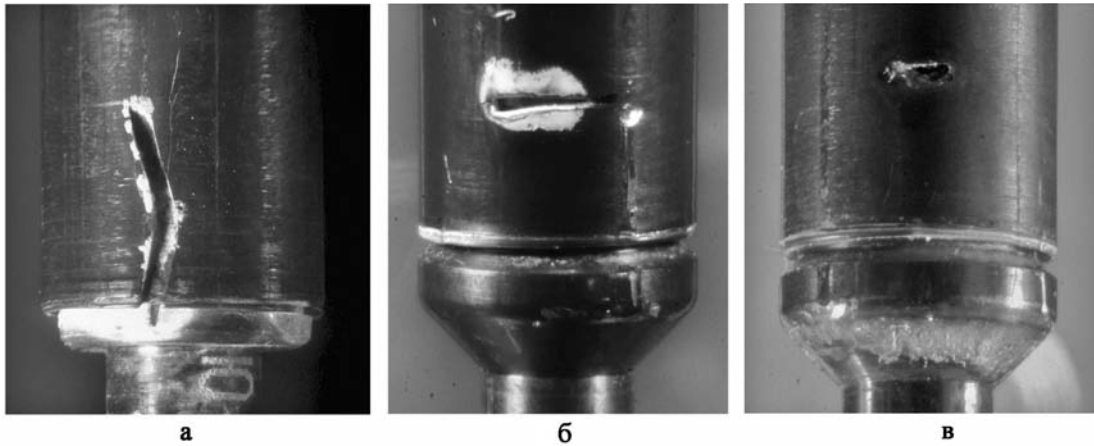


Рис. 2. Дебриз-повреждения оболочек твэлов №231 ТВСА №СГ01719 (а), №79 ТВСА-PLUS №ЖД02585 (б) и №110 ТВСА-PLUS №ЖД02560 (в)

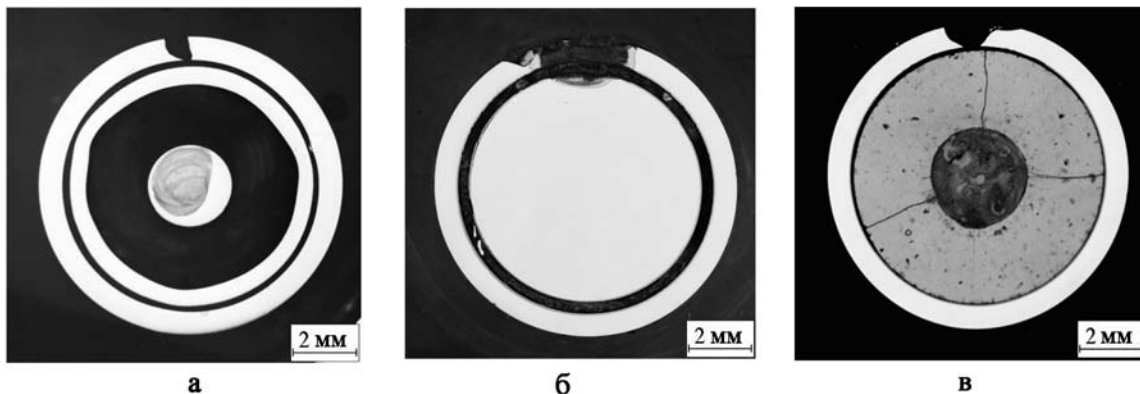


Рис. 3. Макроструктура поперечных сечений негерметичных твэлов №231 (а), №79 (б) и №110 (в) в месте расположения дебриз-повреждений

зоны таблеток (рис. 4). Изменение структуры топлива по длине топливного сердечника негерметичных твэлов протекало неравномерно. Наиболее сильные изменения наблюдались в нижней части твэлов, где температура топлива имела максимальные значения.

В большей степени изменение структуры топлива наблюдалось в негерметичном твэле №79 ТВСА-PLUS №ЖД02585. В топливе этого твэла, кроме газового распухания, имело место и изменение размера зёрен в локальных зонах сердечника, а также коагуляция молибдена (рис. 5).

Структура оболочек негерметичных твэлов, определяемая главным образом морфологией гидридов, изменяется по длине твэлов (рис. 6). В месте расположения первичных дефектов гидрирование незначительно, гидриды небольшой длины не имеют преимущественной ориентации и равномерно распределены по сечению оболочки. С увеличением высотной координаты до начала участка с образованием массивных гидридов протяжённость гидридных выделений увеличивается. Гидриды приобретают преимущественную тангенциальную ориентацию. Выше координаты ~2500 мм в оболочках начинает формироваться слой массивных гидридов. Происходит охрупчивание и растрескивание оболочек.

Содержание водорода в оболочках негерметичных твэлов по сравнению с твэлами-свидетелями по всей длине увеличено. По длине оболочек водород распределён неравномерно (рис. 7). В нижней части, до координаты ~2100 мм, содержание водорода не превышает

0,014 %. С увеличением высотной координаты содержание водорода увеличивается и на участке оболочки, где наблюдается образование массивных гидридов, оно достигает максимальных значений (0,25 %). Вблизи верхней заглушки концентрация водорода уменьшается до ~0,016 %.

Наличие посторонних предметов в пучке часто приводит к повреждению других элементов конструкции ТВС, расположенных рядом с негерметичным твэлом. На исследованных ТВСА были обнаружены повреждения следующих элементов: стенок ячеек АВР по местоположению негерметичных твэлов и рядом расположенных ячеек, несквозные дебриз-повреждения твэла, рядом стоящего с негерметичным твэлом и следы взаимодействия постороннего предмета с наконечником направляющего канала (рис. 8).

На антидебризных фильтрах ТВСА-PLUS были обнаружены посторонние предметы, большая часть которых представляла собой изогнутые пластины из стали типа X18H10T, покрытые слоем окалины (рис. 9). В таблице 2 представлены характеристики посторонних предметов и их размеры.

### Результаты исследований негерметичных твэла и твэга ТВС-2М N421807945 и N434409498

Твэл №210 ТВС N421807945 имел все признаки, характерные для негерметичных твэлов реактора ВВЭР: спиралевидная полоса по месту расположения пружин-

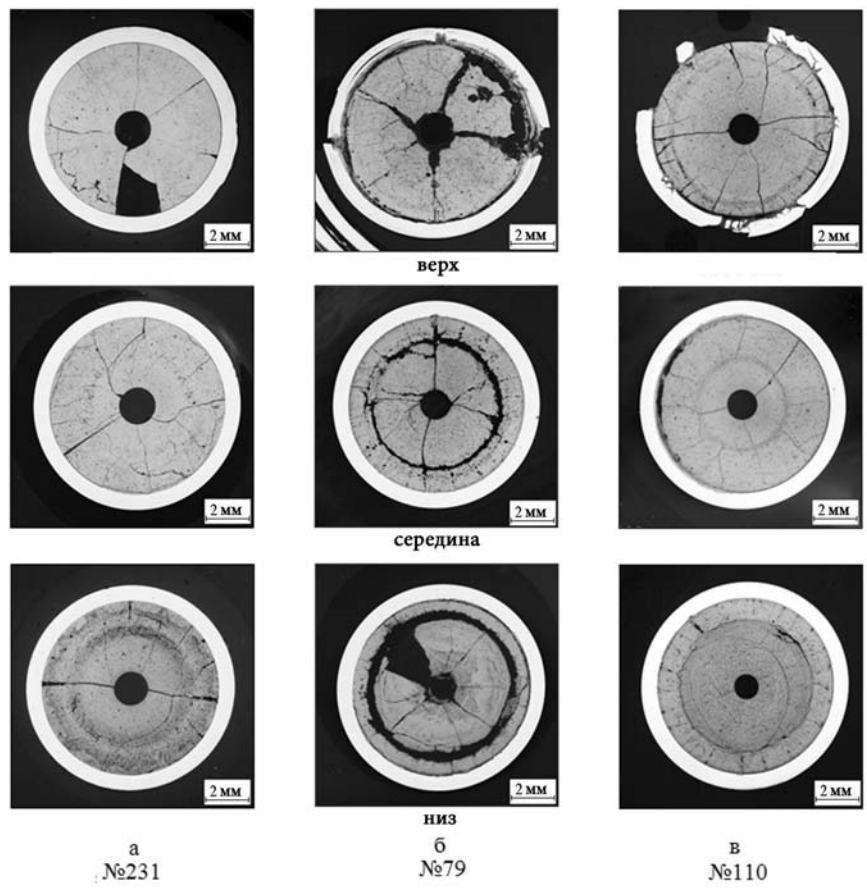


Рис. 4. Макроструктура поперечных сечений негерметичных твэлов №231 (а), №79 (б) и №110 (в) на различных координатах

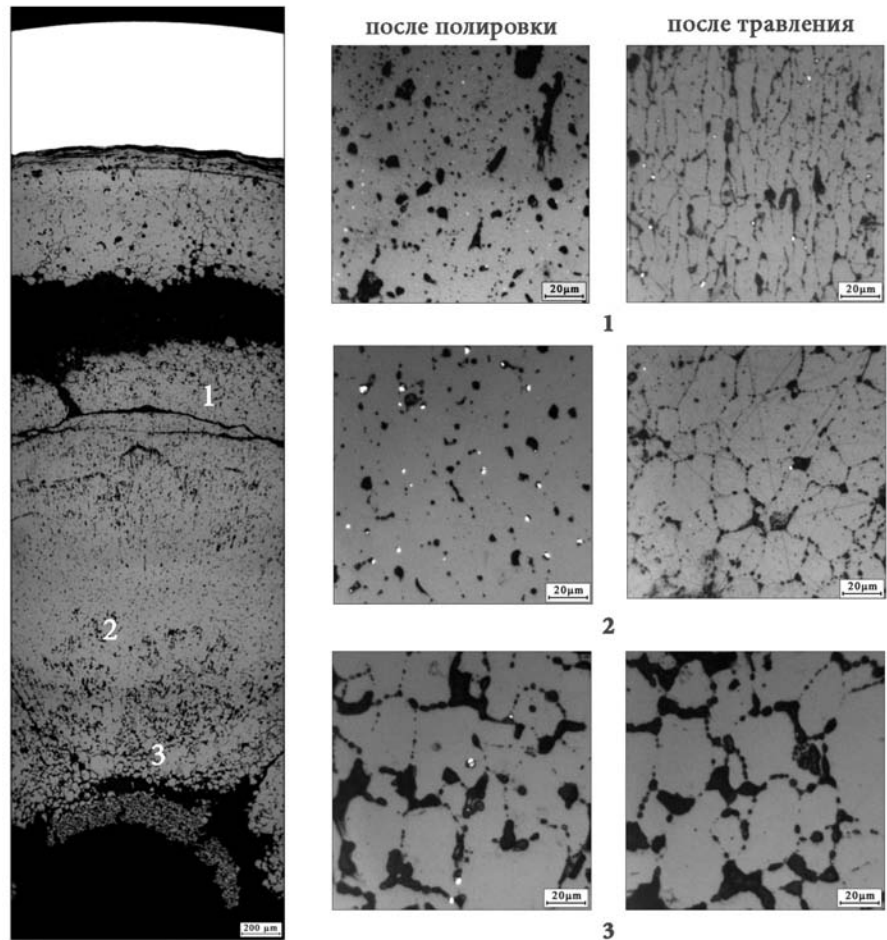


Рис. 5. Микроструктура топлива негерметичного твэла №79 ТВСА-PLUS №ЖД02585 в нижней части твэла

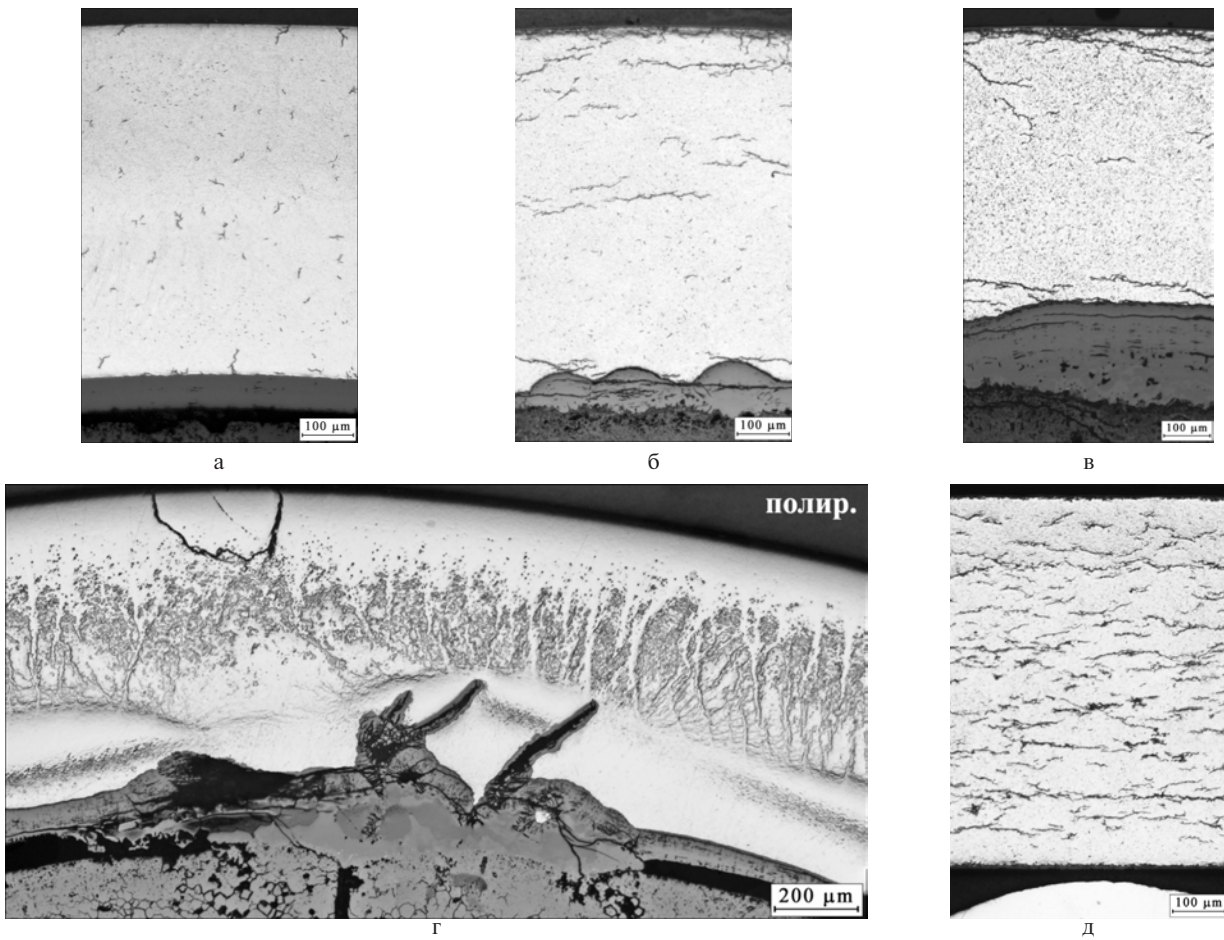


Рис. 6. Микроструктура оболочки в поперечных сечениях негерметичного твэла №110: на участке первичного дефекта (а), в нижней (б), средней (в), верхней частях топливного сердечника (г) и на участке газосборника (д)

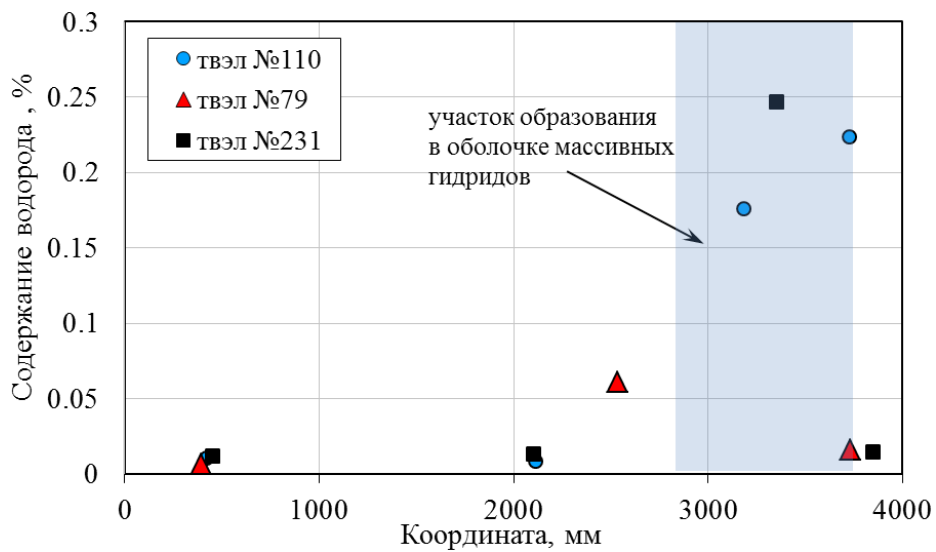
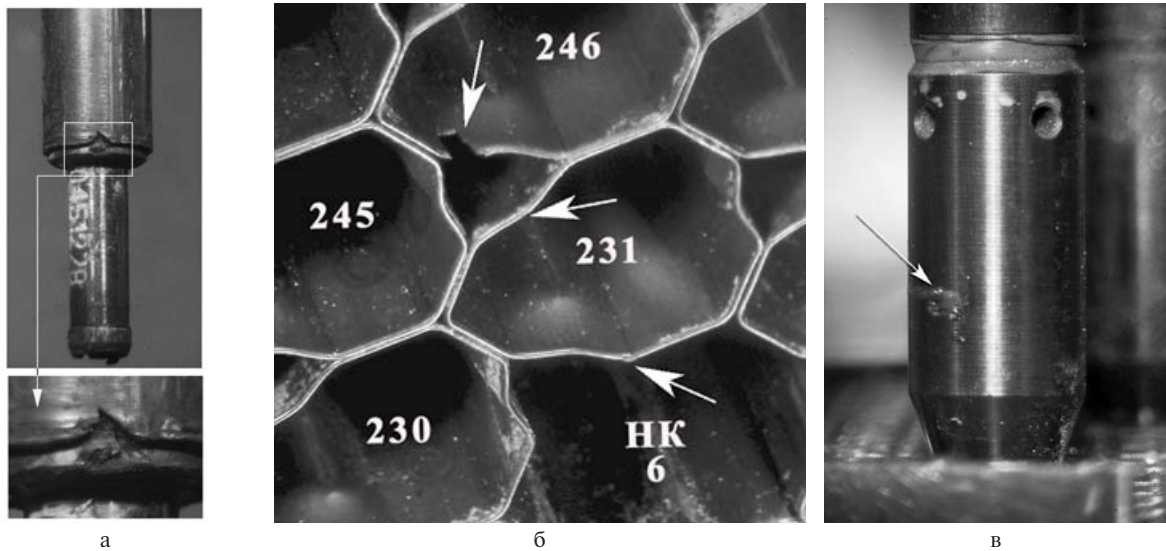
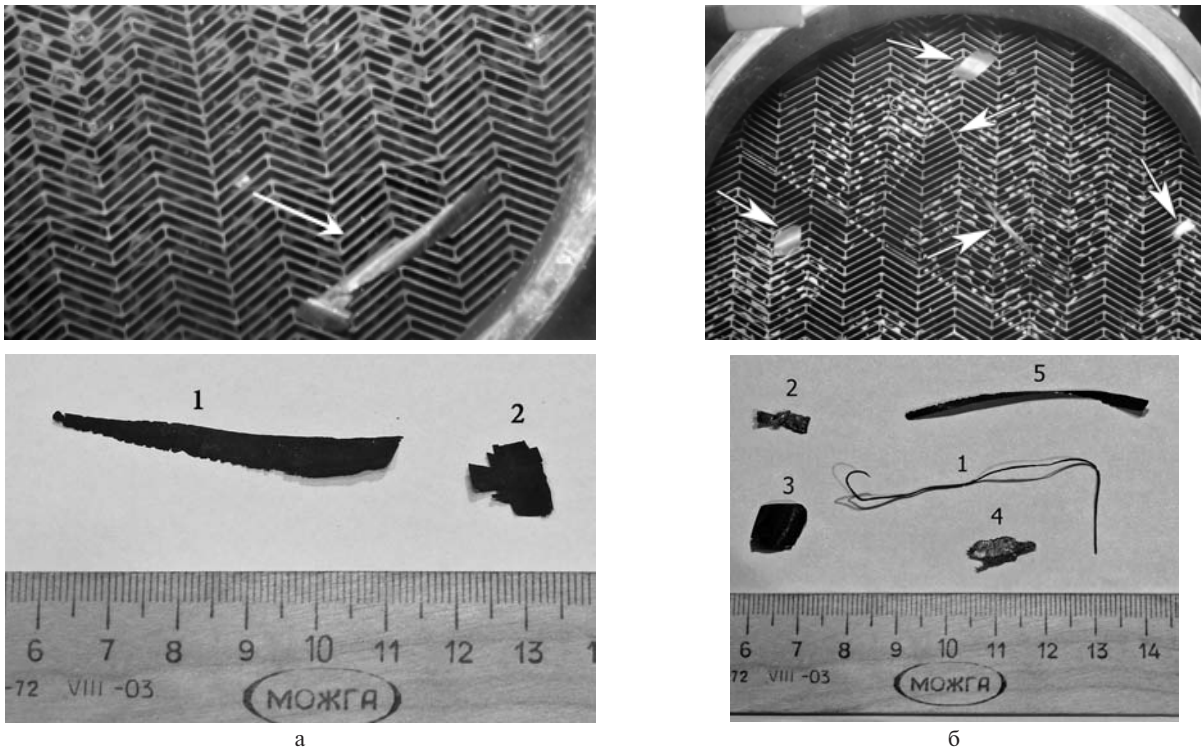


Рис. 7. Содержание водорода в оболочках негерметичных твэлов



**Рис. 8.** Повреждения элементов конструкции ТВСА №СГ01719, расположенных рядом с негерметичным твэлом: несквозное повреждение оболочки в нижней части твэла №245 (а), повреждения стенок ячеек №246 и №231АВР (б), след от механического взаимодействия на наконечнике НК №6 (в)



**Рис. 9.** Посторонние предметы, обнаруженные на АДФ ТВСА-PLUS №ЖД02585 (а), №110 ТВСА-PLUS №ЖД02560 (б)

**Таблица 2.** Характеристики посторонних предметов, обнаруженных на АДФ

№ предмета	Характеристика	Размеры, мм
ТВСА-PLUS №ЖД02585		
1	пластина, покрытая слоем окалины	длина – 51,2; ширина – 0,5÷6,5; толщина – 0,06÷0,25
2		длина – 11,5; ширина – 11
ТВСА-PLUS №ЖД02560		
1	окисленная проволока	длина – 70; диаметр – 0,36
2	кусочек графита	длина – 9,3; ширина – 3,2
3	пластина, покрытая слоем окалины	длина – 9,3; ширина – 3,6
4	кусочек графита	длина – 9,5; ширина – 3,6
5	пластина, покрытая слоем окалины	длина – 49,2; ширина – 1,6

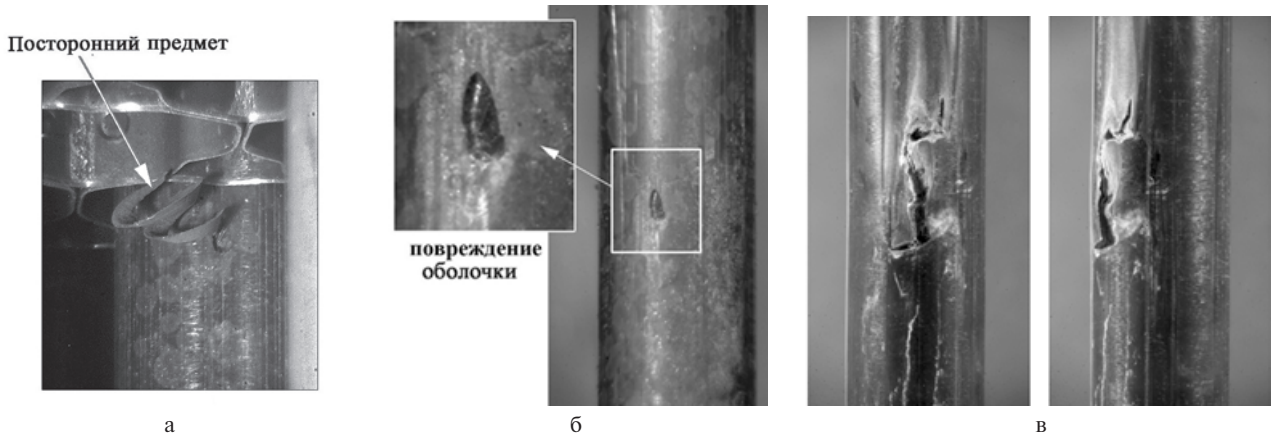


Рис. 10. Внешний вид негерметичных твэла №210 (а, б до и после извлечения постороннего предмета) и твэга №163 (в)

ного фиксатора, светлые пятна и трещины в оболочке в местах образования массивных гидридов. Первичный дефект находился в нижней части под ДР1 (рис. 10). В месте расположения повреждения находился посторонний предмет – металлическая стружка из стали Х18Н10Т, покрытая слоем окалины.

Внешний вид негерметичного твэга №163 каких-либо особенностей, за исключением наличия первичного дефекта, расположенного в верхней части под дистанционирующей решёткой ДР12, не имеет. Первичный дефект протяжённостью 10 мм имеет зигзагообразную форму. Ширина дефекта на основной части составляла примерно 1 мм, края оболочки на этом участке деформированы наружу.

Результаты гамма-сканирования показали, что у твэла №210 каких-либо особенностей в распределении  $^{137}\text{Cs}$  по длине, по сравнению с твэлом-свидетелем, не наблюдается (рис. 11 а). Выход  $^{137}\text{Cs}$  из твэла очень мал и не превышает уровень погрешности определения разности их накопления в топливных сердечниках негерметичного твэла и твэла-свидетеля. У негерметичного твэга №163 наблюдается уменьшение скорости счёта по  $^{137}\text{Cs}$  практически на всем участке «плато» выгорания, что свидетельствует о выходе цезия из топлива, которое в негерметичных твэлах, как правило, является следствием его окисления и повышения температуры (рис. 11 б).

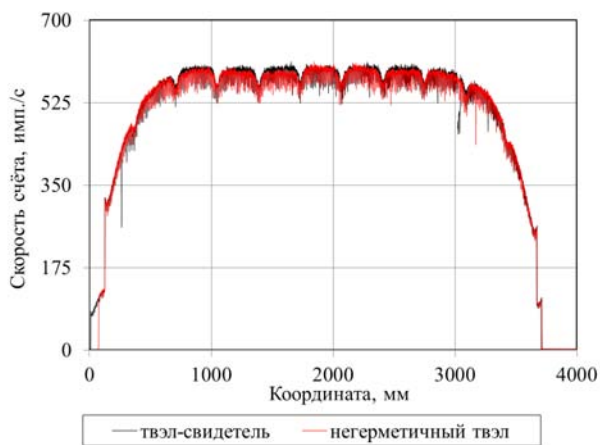
Изменения в структуре топлива твэла №210 практически отсутствуют (рис. 12). Таблетки фрагментированы небольшим количеством радиальных трещин.

Окисление топлива незначительное. Концентрация пор небольшая, её изменений вдоль радиуса таблетки не наблюдается (рис. 13).

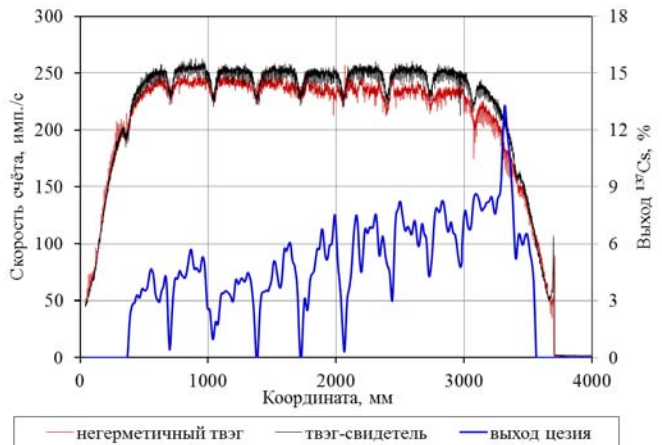
Сквозной канал первичного дефекта в этом твэле перекрыт фрагментом постороннего предмета (рис. 14). Гидрирование оболочки по всей длине увеличено. В верхней части наблюдается образование массивного слоя гидридов практически по всему периметру оболочки. На участке газосборника в месте контакта фиксирующих витков пружинного фиксатора с оболочкой образовались массивные гидриды типа sunburst. Максимальная толщина оксидной пленки на внутренней поверхности оболочки не превышала 20 мкм.

Такое состояние топлива и оболочки твэла №210 объясняется низкой эффективностью выноса накапливаемого водорода через первичный дефект малого размера. В твэле с малым дефектом водород, образующийся при окислении оболочки, выносится в теплоноситель медленно и может в заметных количествах накапливаться в твэле. При высоком содержании водорода в пароводородной смеси топливо окисляется слабо и его состав остается близким к стехиометрическому [2]. По этой причине разгерметизация твэла №210 не привела к росту температуры и увеличению подвижности летучих продуктов деления в топливной матрице. Отсюда и очень маленький выход из твэла продуктов деления после разгерметизации.

В негерметичном твэге №163 наибольшие изменения структуры топлива произошли на участке расположения первичного дефекта (рис. 15, 16). В месте распо-



а



б

Рис. 11. Распределение и выход  $^{137}\text{Cs}$  по длине негерметичных тепловыделяющих элементов: твэл №210 (а) и твэг №163 (б)



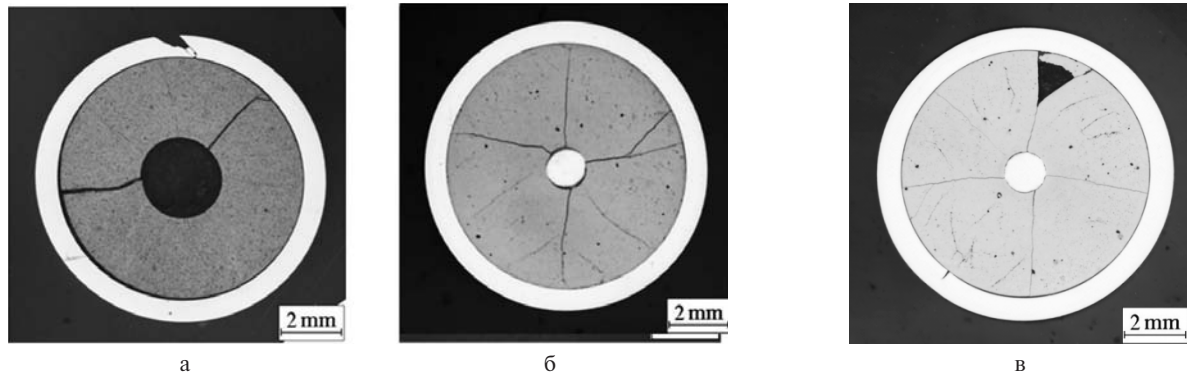


Рис. 12. Макроструктура топлива твэла №210: по местоположению первичного дефекта (а), на середине (б) и верхней части топливного сердечника (в)

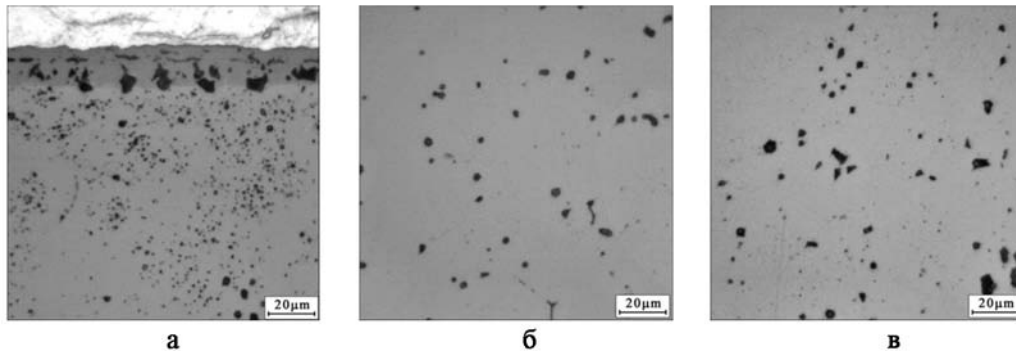


Рис. 13. Микроструктура топлива твэла №210 на середине топливного сердечника: на периферии таблетки (а), на середине радиуса (б) и вблизи центрального отверстия (в)

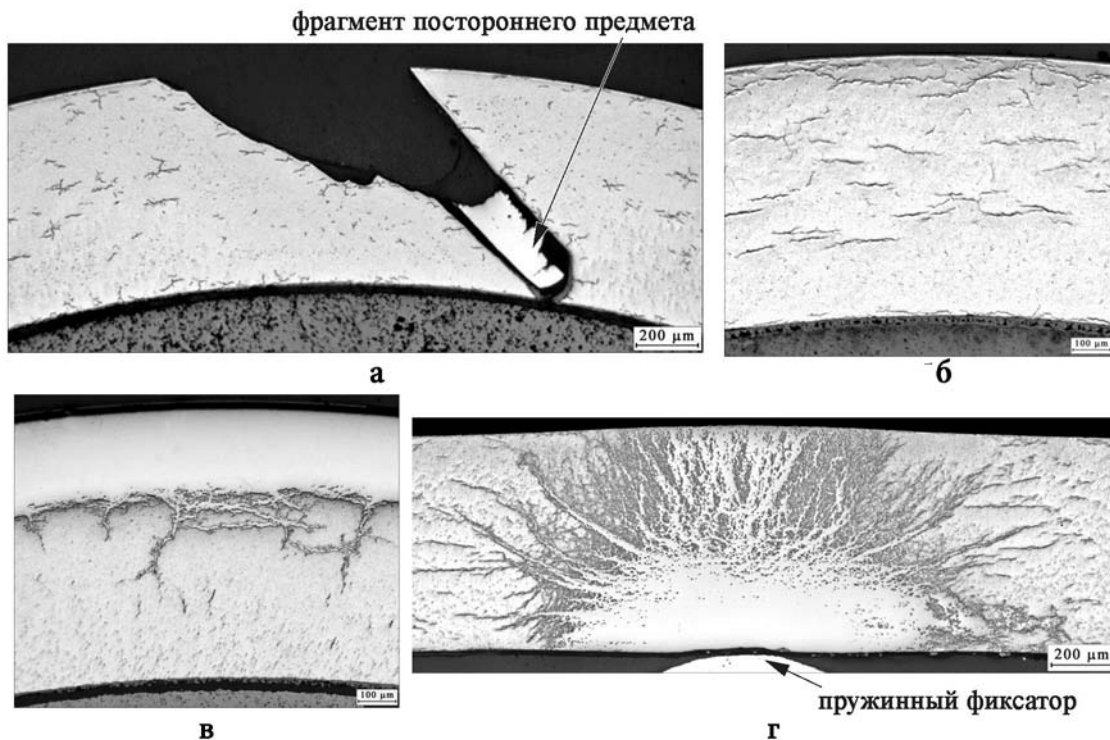


Рис. 14. Микроструктура оболочки твэла №210: местоположение первичного дефекта (а), середина (б) и верх (в) топливного сердечника; местоположение фиксирующих витков пружинного фиксатора (г)

ложения дефекта (под ДР12) часть топливной таблетки отсутствовала, что обусловлено эрозией топлива и его вымыванием через сквозной дефект оболочки. Все поверхности топливной таблетки (наружная поверхность, центральное отверстие, края радиальных трещин, сты-

ки топливных таблеток) окислены с образованием слоя высших оксидов урана (на фотографиях микроструктуры топлива этот слой имеет тёмно-серый цвет). Окисление идет по границам зёрен и сопровождается растрескиванием и диспергированием топлива.

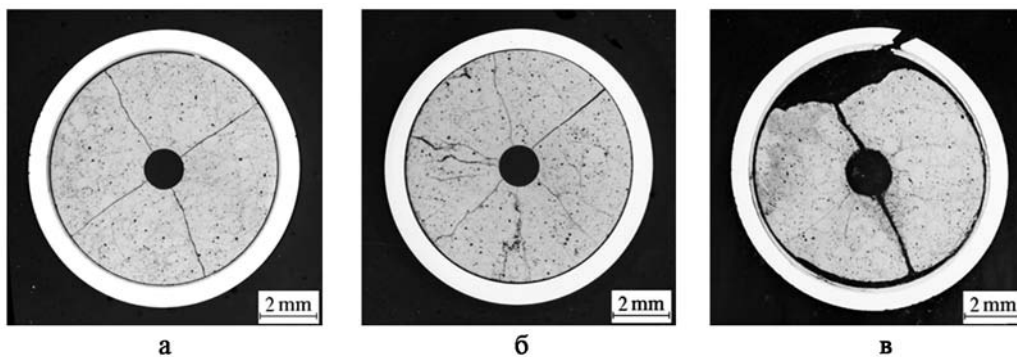


Рис. 15. Макроструктура топлива твэга №163: низ твэга (а), середина топливного сердечника (б) и местоположение первичного дефекта (в)

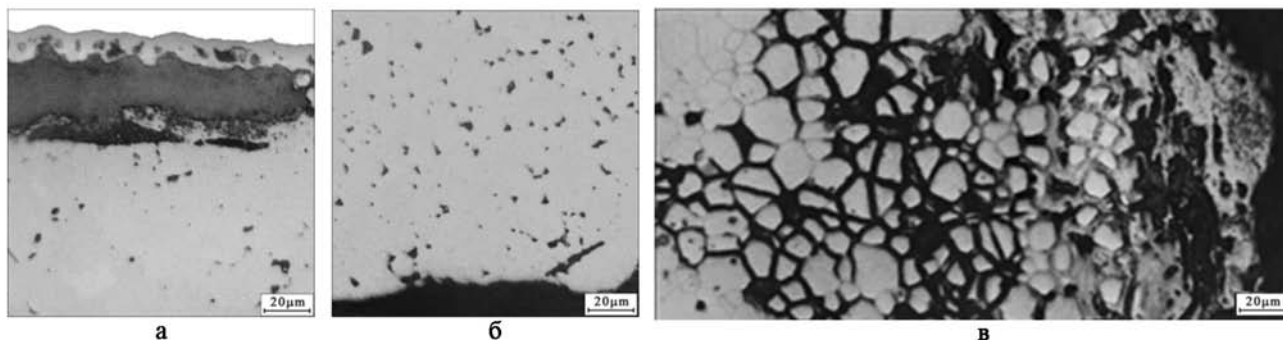


Рис. 16. Микроструктура топлива твэга №163: на периферии таблетки (а) и вблизи центрального отверстия (б) в средней части топливного сердечника; вблизи центрального отверстия на участке дефекта (в)

Гидрирование оболочки негерметичного твэга, хотя и повышено, но образования массивных гидридов в ней ни на одном участке, включая газосборник, не обнаружено. В нижней части оболочки твэга и по местоположению первичного дефекта гидриды имеют радиальную ориентацию, по местоположению фиксирующих витков пружинного фиксатора – тангенциальную. Наличие радиально-ориентированных гидридов свидетельствует о действии на оболочку растягивающих напряжений. Их возникновение обусловлено образованием на внутренней поверхности оболочки толстой оксидной плёнки толщиной до 300 мкм (рис. 17).

Расположение дебриз-повреждения в верхней части твэга создавало условия для удаления из него основной части образующегося при окислении топлива и оболочки водорода, вследствие чего формирование массивных гидридов и вторичных сквозных дефектов в оболочке твэга не происходило.

## Заключение

Результаты послереакторных исследований трех ТВСА с Калининской АЭС и двух ТВС-2М с Балаковской и Ростовской АЭС показали, что причиной разгерметизации всех ТВС послужило дебриз-повреждение оболочек посторонними предметами. Первичные дефекты располагались преимущественно в нижней части негерметичных твэлов под АВР и ДР1. Лишь на негерметичном твэге ТВС-2М с Балаковской АЭС первичный дефект находился под ДР12,

Состояние негерметичных твэлов, у которых первичный дефект находился в нижней части, является типичным для негерметичных твэлов ВВЭР-1000. Попадание воды в твэлы привело к повышению температуры и газовому распуханию топлива, выходу из твэлов в теплоноситель газовых и летучих продуктов деления. Поглощение оболочкой образовавшегося при окислении водорода, сопровождалось её гидрированием и

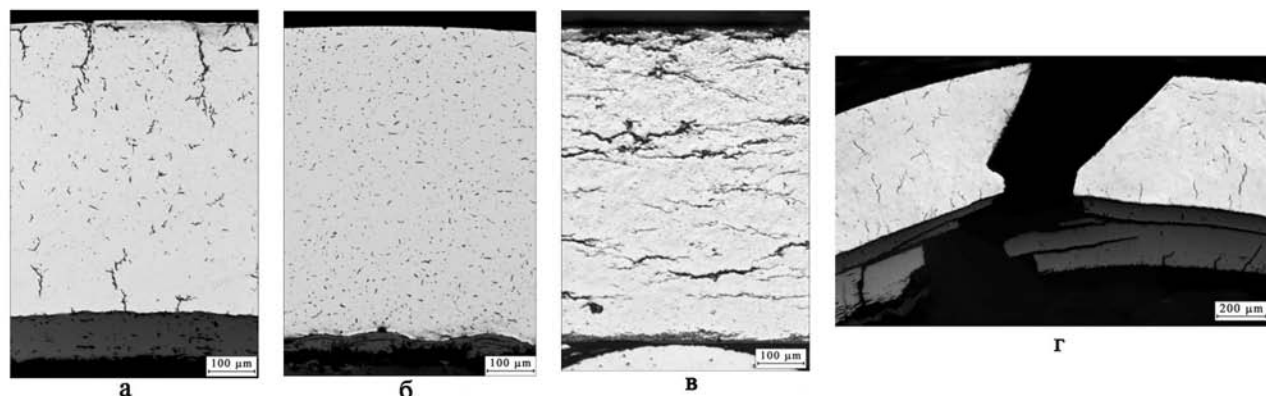


Рис. 17. Состояние оболочки твэга №163: низ твэга (а), середина топливного сердечника (б), местоположение фиксирующих витков пружинного фиксатора (в) и местоположение первичного дефекта (г)

охлаждением в верхней части твэла, что, в конечном счете, и явилось причиной разрушения негерметичного твэла №79.

Отсутствие значимых изменений состояния топлива твэла №210 с расположением первичного дефекта также в нижней части обусловлено малым размером дефекта и соответственно низкой эффективностью удаления водорода через дефект и слабым окислением топлива.

Расположение дебриз-повреждения в верхней части твэга №163 создавало условия для удаления из него основной части образующегося при окислении топлива и оболочки водорода, вследствие чего формирование массивных гидридов и вторичных сквозных дефектов в оболочке твэга не происходило.

### Список литературы

1. V.Molchanov. Project «ZERO FAILURE LEVEL» Organization, state, tasks. Proceedings of the 11th International conference on WWER Fuel Performance, Modelling and Experimental Support Golden Sands Resort, Bulgaria 26 September– 03 October, 2015 Vol.1, pp.471-480. Institute for Nuclear Research and Nuclear Energy, 2015 (ISSN 1313-4531).
2. Евдокимов И.А. Формирование вторичных дефектов в негерметичных твэлах ВВЭР: обоснование критериев по данным послереакторных исследований / И.А. Евдокимов, В.В. Лиханский, А.А. Сорокин, В.Д. Канюкова, Т.Н. Алиев, Е.А. Звир, В.А. Жителев, Г.П. Кобылянский, В.С. Поленок, В.В. Новиков // Ядерная физика и инжиниринг. – 2014. – Т.5. №6. – С. 476-488.

## ОБ ОПТИМАЛЬНОМ УРОВНЕ ВОДЫ В ПАРОГЕНЕРАТОРЕ АЭС С ВВЭР

**Парчевский В.М.**

*Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Москва*

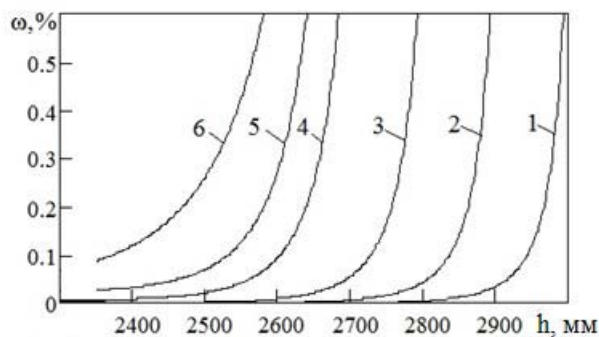
### Введение

Парогенераторы (ПГ) относятся к основному технологическому оборудованию АЭС. На них возложены следующие функции:

- Разделять первый (радиоактивный) и второй (нерадиоактивный) контура АЭС.
- Передавать тепловую энергию, генерируемую в реакторе, паровой турбине.
- Преобразовывать энергию воды высокого давления, поступающей от реактора, в энергию насыщенного пара пониженного давления.

ПГ должен надежно вырабатывать требуемое количество пара заданного качества. Показателями качества пара являются давление и влажность. КПД турбин АЭС, работающих на насыщенном паре, существенно снижается при повышении влажности пара на входе в турбину, поэтому, в соответствии с правилами технической эксплуатации весовая влажность не должна превышать 0,2%. В настоящее время АЭС участвуют в регулировании частоты и мощности энергосистем. Влажность пара на выходе из ПГ существенно зависит от двух параметров: нагрузки и уровня воды. Нагрузкой управляет энергосистема, а уровень служит для поддержания влажности пара на заданном значении. На рис.1 представлены типовые графики зависимости влажности пара  $\omega$ , %, от уровня воды  $h$ , мм, при различных

значениях относительной нагрузки  $d$  для типового ПГ ПГВ-1000М [1].



**Рис. 1.** Зависимость влажности  $\omega$  от уровня воды  $h$  при относительных нагрузках  $d$ : 1 – 0,7; 2 – 0,8; 3 – 0,9; 4 – 1,0; 5 – 1,05; 6 – 1,1

Из рисунка видно, что допустимый диапазон уровня, при котором влажность не превышает 0,2%, с уменьшением нагрузки увеличивается. Для выбора и поддержания оптимальных режимов работы оборудования используются специальные характеристики (математические модели), получаемые расчетным или экспериментальным путем. Для управления ПГ это сепарационные характеристики (СХ), показывающие связь влажности пара и параметров, от которых она зависит. В начальный период накопления опыта генерации и использования атомной энергии, когда АЭС работали в шаблонном базовом режиме при номинальной нагрузке, не участвуя в регулировании частоты и мощности, достаточно было простой одномерной СХ в виде функции одного аргумента  $\omega(h)$ , полученной экспериментально при работе на номинальной нагрузке  $d = 1$ . Но по мере накопления опыта работы в маневренных режимах и включения в них АЭС одномерные СХ уже не могут обеспечить качественное управление парогенераторами. Автором данного доклада предложена расчетно-экспериментальная методика разработки двухмерных СХ (ДСХ) [1] в виде функции двух переменных  $\omega(h, d)$ . Известно, что наличие современной цифровой техники автоматизации не даст ожидаемого эффекта, если оно не дополняется соответствующим математическим обеспечением в виде совокупности математических методов, моделей и алгоритмов, разработка которых по стоимости и трудоемкости может в десятки раз превосходить техническую, аппаратную составляющую АСУ ТП. ДСХ является компонентом математического обеспечения, позволяющим комплексно управлять парогенераторами энергоблока, обоснованно сочетая экономику и безопасность.

Классический подход при разработке алгоритма оптимального управления любым объектом предполагает разработку критерия управления - целевой функции (ЦФ).

### Критерий эффективности управления парогенераторами (целевая функция)

Рассмотрим процедуру разработки алгоритма оптимального управления парогенераторами энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000. Объектом управления является комплекс из 4-х парогенераторов, пар из которых собирается в общем коллекторе перед турбиной. На

рис. 2 представлены СХ четырех ПГ одного энергоблока при работе на номинальной нагрузке. Несмотря на то, что парогенераторы конструктивно идентичны, их СХ существенно различаются. На рис. 2 показан типичный разброс характеристик. Дальнейшие расчеты будут выполняться для энергоблока с СХ, представленными на рис. 2. Каждый из 4-х ПГ имеет свою ДСХ в аналитическом представлении.

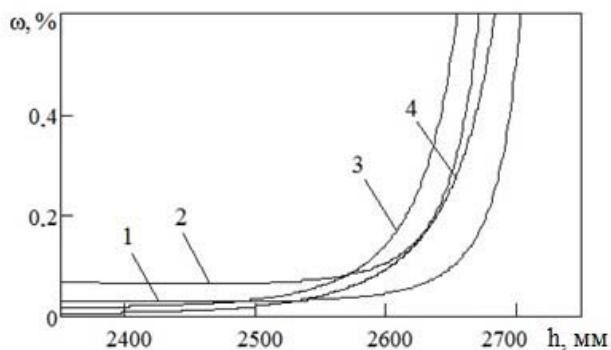


Рис. 2. Сепарационные характеристики четырех парогенераторов одного энергоблока на номинальной нагрузке. 1-4 – номера парогенераторов.

Структура аналитической формулы всех ДСХ одинакова, но отдельные ДСХ имеют свой набор из 19 постоянных коэффициентов (степеней свободы), с помощью которых они «подгоняются» под экспериментальные или расчетные данные. Процедура разработки ДСХ и структура ее аналитического представления подробно рассматривается в [1]. Влажность пара в коллекторе является средневзвешенной суммой влажностей четырех слагаемых. Расчеты выполняются для шести значений относительной (по отношению к номинальной) нагрузки:  $d = 0,7; 0,8; 0,9; 1,0; 1,05; 1,1$ ; При этом считается, что при изменении нагрузки блока все парогенераторы имеют одинаковую нагрузку. ПГ «зажат» между реактором и турбиной, и единственным «свободным» физическим параметром, определяющим режим его работы, является уровень воды. Отсюда логично следует, что аргументами целевой функции должны быть значения уровней в 4-х ПГ  $h_1, h_2, h_3, h_4$ . Уровень воды в каждом ПГ имеет свои границы:  $h_i^{\min} \leq h_i \leq h_i^{\max}$  ( $i$  - номер ПГ). Нижняя граница допустимого диапазона каждого  $h_i$  для всех ПГ одинакова и равна 2350 мм, за верхнюю границу принято значение  $h_i$ , при котором влажность пара равна максимальному допустимому значению 0,2% при данной нагрузке. При наличии ДСХ задача определения  $h_i^{\max}$  не представляет трудностей. Для расчета используются аппроксимированные аналитические выражения  $h_i^{\max}(d)$ . В результате получаем

$$2350 \leq h_i \leq h_i^{\max}(d). \quad (1)$$

Целевая функция  $R$  в общем случае имеет вид:

$$R(h_1, h_2, h_3, h_4, d_1, d_2, d_3, d_4) = L(h_1, h_2, h_3, h_4, d_1, d_2, d_3, d_4) - P(h_1, h_2, h_3, h_4, d_1, d_2, d_3, d_4),$$

где  $R$  (result) – суммарный ущерб, руб/ч;  $L$  (loss) – экономические потери, руб/ч, вызванные снижением КПД турбины из-за повышения влажности пара;  $P$  (profit) – выгода, руб/ч, вызванная повышением безопасности работы энергоблока при увеличении запаса воды в ПГ. При принятом условии, что нагрузка блока равномерно распределяется между ПГ, т.е.  $d_1 = d_2 = d_3 =$

$d_4 = d$ , целевая функция принимает более компактный вид, который далее и будет использоваться:

$$R(h_1, h_2, h_3, h_4, d) = L(h_1, h_2, h_3, h_4, d) - P(h_1, h_2, h_3, h_4, d). \quad (2)$$

За начальную точку отсчета при всех нагрузках принимается  $h_i = 2350$  мм. В этой точке для всех ПГ влажность пара минимальна и  $L = 0$ , запас воды в ПГ также минимален и  $P = 0$ . При увеличении уровней воды в ПГ влажность пара начинает возрастать и величина потерь  $L$  увеличивается, запас воды также возрастает, увеличивая «антипотери»  $P$ . Оптимальный режим при известной (измеренной) нагрузке энергоблока  $d$  обеспечивают уровни воды  $h_i^*$ , при которых показатель  $R$  минимален.

### Экономическая составляющая целевой функции

По данным ВНИИАМ [2], повышение влажности насыщенного пара на входе в турбину на 1% приводит к снижению ее мощности на 7 МВт. Эти данные положены в основу расчета экономической составляющей целевой функции  $L$ . Наличие ДСХ 4-х ПГ дает возможность рассчитывать средневзвешенную влажность пара в коллекторе перед турбиной для любого режима, определяемого совокупностью параметров  $h_1 \dots h_4, d$  и переводить ее в потери из-за невыработки энергии  $L$ , руб/ч. В расчете использовалась цена электроэнергии 1,436 руб/(кВт·ч), взятая из отчета генерирующей корпорации «Росэнергоатом» за 2016 г.

### Составляющая целевой функции, отражающая безопасность

Основную трудность при решении поставленной задачи представляет адекватная оценка второй составляющей целевой функции  $P(h_1, h_2, h_3, h_4, d)$ . По своему смыслу эта составляющая представляет собой стоимостное выражение выгоды от повышения безопасности энергоблока при увеличении суммарного объема воды в 4-х ПГ при значениях уровней воды, превышающих «нулевое» значение 2350 мм (см. формулу (1) выше). Необходимо перевести понятие «безопасность» в экономическую категорию, оцениваемую в деньгах. Решение этой задачи разбивается на две подзадачи: первая состоит в том, чтобы получить методику оценки объема воды в ПГ, располагая значением уровня воды (показанием уровнемера  $h_i$ ) и нагрузки ПГ  $d$ . Вторая – оценить «стоимость» каждого кубического метра воды в ПГ на весах безопасности.

### Расчет суммарного объема воды в парогенераторах

В настоящее время не существует общепринятой, официально рекомендованной методики оценки запаса воды в горизонтальных парогенераторах. Это объясняется сложностью и недостаточной изученностью происходящих в ПГ гидродинамических процессов. Наиболее полно данный вопрос рассмотрен в книге [3]. Авторами данного доклада использован один из рассмотренных в [3] подходов к оценке запаса воды, добавив свои фрагменты расчета, в результате чего методика приобрела «товарный» вид четкого алгоритма, на входе которого задаются уровень воды  $h$  и нагрузка ПГ  $d$ , а на выходе – объем или масса воды в ПГ. На рис. 3 представлены результаты расчетов: зависимость объема

воды в ПГ  $V$ , м<sup>3</sup>, от уровня,  $h$ , мм, для нагрузок  $d$ , равных 0; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0; 1,05; 1,1.

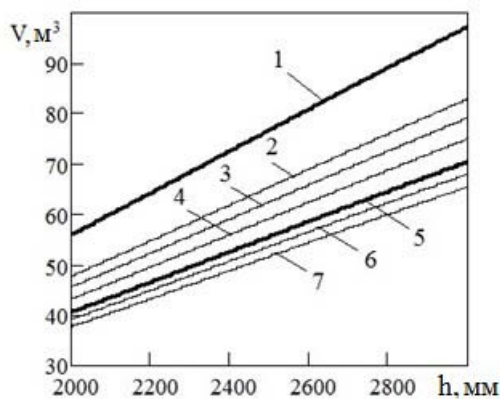


Рис. 3. Зависимость объема воды в парогенераторе от уровня при относительных нагрузках  $d$ : 1 – 0; 2 – 0,7; 3 – 0,8; 4 – 0,9; 5 – 1,0 6 – 1,05; 7 – 1,1

### Оценка стоимости запаса воды в парогенераторах

Известным методом решения данной задачи является метод, основанный на использовании теории рисков. Экономическая оценка риска определяется по формуле [4]:

$$\text{Risk} = U \cdot P \quad (3)$$

где Risk – риск, руб/год;  $U$  – ущерб от аварии, руб;  $P$  – вероятность аварии, год<sup>-1</sup>. При использовании выражения (3) для оценки стоимости запаса воды в ПГ необходимо выбрать тип аварии, ущерб от которой будет предотвращен или снижен путем использования запаса воды в ПГ, а также знать величину ущерба, связанного с аварией этого типа. Данный подход используется при вероятностном обосновании безопасности (ВОБ) при проектировании и эксплуатации АЭС. При этом осуществляется тщательный анализ составляющих, из которых складываются величины  $P$  и  $U$ : так, вероятность каждого вида аварии  $P$  раскладывается на составляющие, вызванные человеческим фактором, состоянием компонентов АЭС, воздействием окружающей среды и т.д., ущерб  $U$  раскладывается на ущерб населению, объектам техносферы, окружающей среды и т.д. Создаются и ведутся базы данных, в которые заносятся случаи аварий и их ущербов. Данные из этих баз являются объектами интеллектуальной собственности и доступны только крупным научным и проектным организациям. Тем не менее, как признают авторы доклада [4] «величины  $P$  и  $U$  являются в общем случае статистически неопределенными, требующими для своей количественной оценки больших объемов исходной информации о природе, закономерностях, источниках, сценариях неблагоприятных событий ... фактически в отечественной и международной практике пока отсутствуют как общепринятые методы анализа, расчетов и моделирования аварий и катастроф, так и нормативная количественная база для обеспечения живучести, рисков и безопасности».

Автор настоящего доклада первоначально также пытался решить задачу стоимостной оценки запаса воды в ПГ методами анализа рисков, было «перелопачено» огромное количество опубликованной информации по количественной оценке вероятностей аварий и ущер-

бов, в результате чего пришел к выводу, что решение задачи надо искать в другом направлении.

Есть альтернативный вариант, лишенный главных недостатков вероятностного подхода. Общество тратит на обеспечение безопасности столько, сколько, с одной стороны, нужно для обеспечения ее требуемого уровня, а с другой – сколько оно может себе позволить. С ростом благосостояния граница равновесия смещается в сторону больших затрат, так как безопасность по своей значимости для человека стоит на втором месте после физиологических потребностей, без которых жизнь невозможна (пирамида потребностей по А. Маслоу). В настоящее время АЭС оснащены определенным набором технических и организационных средств, назначение которых – обеспечить требуемый сегодня уровень безопасности. Необходимо отобрать те средства защиты, действие которых при аварии аналогично использованию воды в ПГ. Затраты на поддержание в режиме постоянной готовности к использованию одного кубометра воды в таких устройствах и дадут оценку стоимости 1 м<sup>3</sup> воды в ПГ. Наиболее подходящим из таких устройств является пассивная система аварийного охлаждения зоны (САОЗ) реактора. Каждый реактор оснащается 4-мя гидроемкостями объемом по 60 м<sup>3</sup>, в которых под давлением 6 МПа, создаваемым сжатым азотом, содержится 50 м<sup>3</sup> водного раствора борной кислоты. Итого на 1 энергоблок – 200 м<sup>3</sup>. Содержащаяся в гидроемкостях вода подается в реактор при авариях, связанных с прекращением охлаждения активной зоны, например, при полной потере электроснабжения, на которые приходится более 50% подобного типа аварий. При останове главных циркуляционных насосов (ГЦН) петли 1 контура переходят в режим естественной циркуляции, при этом вода, находящаяся в ПГ, охлаждает реактор, пока не испарится и пар не будет выпущен предохранительными клапанами в атмосферу.

При оценке стоимости воды в гидроемкостях пассивной САОЗ, затраты приводились к ценам 2016 г. Расчеты выполнялись в соответствии с [5]. Годовые затраты на изготовление, монтаж, эксплуатацию и вывод из эксплуатации оценивались по формуле, являющейся рыночным аналогом приведенных затрат:

$$Z = E \cdot K + C, \quad (4)$$

где  $Z$  – годовые затраты, руб./год;  $E$  – ставка рефинансирования ЦБ РФ, отражающая нижний порог эффективности капитальных вложений (инвестиций),  $E = 0,1028$  – средневзвешенное значение за 2016 г.;  $K$  – капитальные затраты на приобретение, монтаж и вывод из эксплуатации оборудования САОЗ, руб., приведенные к ценам 2016 г., руб.;  $C$  – годовые эксплуатационные затраты (себестоимость) на поддержание в работе САОЗ, руб./год. По данным проектировщика (АО «Атомэнергoproject», г. Москва) сметная стоимость (2001 г.) изготовления  $K1es$  одного комплекта гидроемкости составляет 9964624 руб., коэффициент инфляции (2001–2016)  $K1i = 4,28$ ; затраты на монтаж  $K2es = 201714$  руб., коэффициент инфляции  $K2i = 7,18$ . При этом капитальные затраты на поставку и монтаж оборудования САОЗ на один энергоблок составляют  $K1 = 1,706 \times 10^8$  руб. По данным [6] в структуре стоимости строительства энергоблоков АЭС в РФ оборудование длительного цикла изготовления (ДЦИ), к которому относятся гидроемкости САОЗ, составляет 24%, строительно-монтажные работы (СМР) – 40%, проектно-изыскательские работы (ПИР) – 9%, прочее

оборудование – 20%, иные расходы – 7%. Полагая, что данная пропорция распространяется и на САОЗ, исключив из рассмотрения «прочее оборудование», получаем структуру капитальных затрат:

$$K = K1 + K2 + K3 + K4,$$

где  $K2$  – затраты на СМР,  $K3$  – на ПИР,  $K4$  – иные расходы.  $K = 5,686 \times 10^8$  руб.

Эксплуатационные затраты на САОЗ можно трактовать как себестоимость поддержания в постоянной готовности к применению объема воды, содержащейся в гидроемкостях САОЗ. Структура годовых эксплуатационных затрат:

$$C = C1 + C2 + C3 + C4,$$

где  $C1$  – амортизационные отчисления,  $C2$  – отчисления на вывод оборудования САОЗ из эксплуатации,  $C3$  – затраты на капитальные, текущие ремонты и техническое обслуживание (ТОИР),  $C4$  – прочие издержки. Амортизационные отчисления: оборудование САОЗ относится к 10-й амортизационной группе со сроком полезного использования  $T_i = 30$  лет с нормой амортизационных отчислений  $A_q = 1/T_i = 0,033 \text{ год}^{-1}$ ,  $C1 = K \cdot A_q = 1,895 \times 10^7$  руб./год. Согласно действующим правилам, отчисления на вывод оборудования из эксплуатации (ВЭ) составляют 3,2% выручки от реализации продукции и услуг АЭС, но какая доля из этой суммы приходится на пассивную САОЗ, неизвестно. Поэтому для оценки суммы ежегодных отчислений на ВЭ принимается 25% от амортизационных отчислений.  $C2 = 0,25 \cdot C1 = 4,739 \times 10^6$  руб./год. Затраты на ТОИР: согласно [7] для «емкостей стальных под давлением» затраты (в % от балансовой стоимости в год) на капитальный ремонт составляют 4,41%, на текущий ремонт – 2,28%. В качестве балансовой стоимости принимается стоимость оборудования  $K1$ . Тогда  $C3 = 1,175 \times 10^7$  руб./год. Прочие издержки ( $C4$ ) зависят от мощности АЭС и численности персонала и в соответствии с [5] могут быть определены в долях от условно-постоянных затрат. В нашем случае принимается  $C4 = 0,20 \cdot (C1 + C3) = 6,142 \times 10^6$  руб./год, и  $C = C1 + C2 + C3 + C4 = 4,159 \times 10^7$  руб./год. Годовые эксплуатационные затраты:  $Z = E \cdot K + C = 1,0005 \times 10^8$  руб./год.

Для оперативного управления уровнями в ПГ используется стоимость ( $zw$ ) 1 м<sup>3</sup> воды в час. Зная объем воды  $V_{pv} = 200 \text{ м}^3$ , ее стоимость  $Z$  и число календарных часов в году  $h = 8760 \text{ ч.}$ , получаем в результате:  $zw = Z / (V_{pv} \cdot h) = 57,07$  руб./м<sup>3</sup>·ч.

### Расчет оптимальных значений уровней в парогенераторах

Теперь, располагая всеми компонентами целевой функции (2), можно выполнять расчеты по определению оптимальных значений уровней в ПГ для различных значений нагрузок энергоблока. На рис. 4 представлены графики зависимостей целевой функции  $R$  а также ее экономической  $L$  и «безопасностной»  $P$  составляющих от уровня для двух ПГ на номинальной нагрузке.

Для всех ПГ учет фактора безопасности сдвигает оптимальные значения уровней воды в сторону больших значений по отношению к базовому (2400 мм) уровню. В зависимости от вида сепарационной характеристики смещение составляет от 83 до 166 мм. При снижении нагрузки, в связи с увеличением допустимого диапазона изменения уровня смещение существенно возрастает.

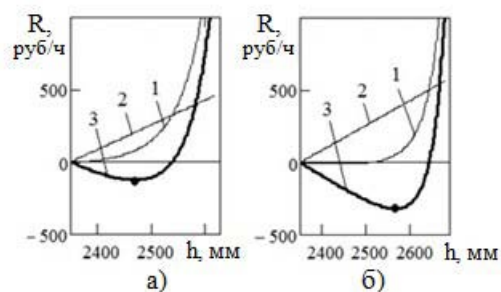


Рис. 4. Зависимость значений целевой функции  $R$  (3) и ее экономической  $L$  (1) и «безопасностной»  $P$  (2) составляющих от уровня воды для двух парогенераторов одного энергоблока при номинальной нагрузке.

### Выводы

Использование специальных математических моделей - двумерных сепарационных характеристик парогенераторов дает в руки исследователя инструмент, позволяющий решать проблемы, к которым раньше невозможно было «подступиться». В частности, дать количественный ответ на вопрос, как учитывать безопасность энергоблока при управлении уровнем в парогенераторах АЭС с ВВЭР.

Главный вывод, вытекающий из представленного доклада, состоит в том, что определение оптимального уровня воды в парогенераторе АЭС по комплексному критерию, учитывающему как экономику, так и безопасность, существенно смещает оптимальное значение уровня в сторону больших значений. Как известно, решение одной проблемы неизбежно порождает несколько других. В рассматриваемом случае в числе порожденных вопросов можно отметить два: первый заключается в том, насколько правомочен перенос стоимости воды в гидроемкостях пассивной САОЗ на воду в парогенераторах? Видимо, более правильно будет делать перенос не с коэффициентом 1, как это сделано в докладе, а с другим, больше или меньше единицы, учитывая специфику применения того и другого. Второй вопрос связан с тем, а нужно ли реально изменять существующую практику регулирования уровнем в ПГ? У автора доклада на последний вопрос пока однозначного ответа нет. На разных стадиях жизненного цикла эксплуатации АЭС вероятность тяжелых аварий различна, здесь, видимо, нужен дифференцированный подход.

### Список литературы

1. В.М. Парчевский, В.В. Гурьянова Расчет и моделирование двумерной сепарационной характеристики парогенератора АЭС с ВВЭР-1000 // Теплоэнергетика, 2017, № 1, с. 25-30.
2. А.А. Авдеев. Оптимизация П контура АЭС с ВВЭР. Презентация доклада на Международном форуме «АТОМЭК-СПО-2010». Москва, 2010.
3. Н.Б. Трунов, С.А. Логвинов, Ю.Г. Драгунов. Гидродинамические и тепломеханические процессы в парогенераторах АЭС с ВВЭР. – М.: Энергоатомиздат, 2001.
4. Комплексный анализ ресурса и безопасности ВВЭР в штатных и аварийных ситуациях / Н.А. Махутов., М.М. Галенин // Материалы 6 Международ. науч. техн. конф. «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР». Подольск, 2009.
5. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов / Н.Д. Роголёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Р.Д. Роголёва. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
6. [http://www.atomex.ru.mediafiles/u/files/presentSZ/Budylin\\_S.V.pdf](http://www.atomex.ru.mediafiles/u/files/presentSZ/Budylin_S.V.pdf)
7. СО 34. 20.611-2003 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций. ЦКБ Энергоремонт, 2004.

# МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ ТОПЛИВА ВВЭР ПО АКТИВНОСТИ РАДИОНУКЛИДОВ ХЕ

*Калиничев П.М., Евдокимов И.А., Лиханский В.В.  
Акционерное общество «Государственный научный  
центр Российской Федерации Троицкий институт  
инновационных и термоядерных исследований»*

## 1. Введение

При эксплуатации ядерного топлива на АЭС возможна разгерметизация оболочек твэлов. Это может приводить к значительным финансовым потерям. Для обеспечения радиационной безопасности энергоблоков и снижения негативных последствий разгерметизации твэлов проводят контроль герметичности оболочек (КГО) твэлов во время работы реактора [1]. Первичной задачей КГО является своевременное выявление фактов разгерметизации твэлов.

На данный момент на реакторах ВВЭР, при отсутствии спайк-эффекта по реперным радионуклидам, для выявления разгерметизации следует использовать соотношение приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  в стационарном режиме работы реактора [2]. Однако на основе активностей радионуклидов йода не всегда можно однозначно выявить факт разгерметизации. Практика показывает, что это возможно при высоком гидравлическом сопротивлении негерметичного твэла. Высокое сопротивление реализуется при мелком дефекте в оболочке негерметичного твэла или при повышенном выгорании топлива, если дефект перекрывается поверхностью топливной таблетки. В этом случае основной вклад в активности радионуклидов йода могут вносить топливные отложения, и разгерметизация может быть незаметной на уровне фоновой активности.

Для более надежного выявления фактов разгерметизации за рубежом на реакторах PWR используют активности инертных радиоактивных газов (ИРГ). Инертные газы не взаимодействуют с оболочкой твэлов – в отличие от поверхностно активных радионуклидов йода. Если значительная часть йода адсорбируется на внутренней поверхности оболочки негерметичного твэла, выход радионуклидов йода в теплоноситель, при прочих равных условиях, оказывается меньше выхода ИРГ. Выход ИРГ из твэла может быть заметным даже при высоком гидравлическом сопротивлении негерметичного твэла.

Во Франции в качестве критерия разгерметизации во время стационарной работы реакторов PWR принимается выполнение одного из условий: (1) абсолютное значение активности  $^{133}\text{Xe}$  выше  $10^6$  Бк/кг или (2) отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  выше 0.9 при абсолютной активности  $^{133}\text{Xe}$  более  $1.85 \cdot 10^5$  Бк/кг [3].

Применение данного критерия для реакторов ВВЭР в неизменном виде невозможно по следующим причинам. Во-первых, абсолютные значения и соотношения активностей газовых продуктов деления зависят от скорости выведения газов из теплоносителя (скорости газоочистки). Параметры очистки теплоносителя на реакторах PWR и ВВЭР различны. При этом скорость выведения ИРГ из теплоносителя может существенно меняться от одного энергоблока ВВЭР к другому.

Во-вторых, на реакторах ВВЭР в настоящее время отсутствует возможность отбора проб теплоносителя при реакторном давлении, как на энергоблоках PWR. При существующих методиках пробоотбора часть газов теряется, и результаты измерения абсолютных активностей ИРГ могут быть непредставительными.

В докладе предложена методика, позволяющая по активностям ИРГ выявлять разгерметизацию твэлов во время работы реакторов ВВЭР. Обсуждаются преимущества этой методики по сравнению с критерием по активностям радионуклидов йода, приведены примеры практического применения.

## 2. Используемая методика для выявления разгерметизаций путем анализа радионуклидов йода

Критерий разгерметизации по радионуклидам йода, представленный в РД [2], основан на понятии приведенной активности  $A^*$  радионуклидов йода:

$$A^* = \frac{\lambda + \eta}{\lambda Y} A. \quad (1)$$

Здесь  $A$  – измеренная активность,  $\lambda$  – постоянная распада нуклида,  $\eta$  – скорость выведения радионуклидов из теплоносителя на фильтрах спецводоочистки (СВО),  $Y$  – кумулятивный выход радионуклида на деление, который складывается из собственного выхода  $u$  и кумулятивного выхода нуклида-предшественника  $Y_p$ .

Согласно РД [2], в стационарных условиях работы реактора вывод о разгерметизации твэла можно сделать в том случае, если соотношение приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  начинает превышать пороговое значение. Для реакторов ВВЭР-1000 это значение равно 5.

Ниже описаны основные представления, позволяющие получить критерий типа [2] по радионуклидам йода. После этого в тех же приближениях рассмотрено поведение в теплоносителе газовых продуктов деления.

### 2.1. Поведение радионуклидов йода в первом контуре

Для описания поведения продуктов деления в теплоносителе первого контура используются балансные уравнения [4]. Балансные уравнения для радионуклидов йода и их предшественников-теллура можно записать в виде

$$\frac{dN_1}{dt} = R_1 + \mathbf{R}_1 - (\lambda_1 + \eta_1)N_1 + \lambda_{\text{Te}}N_{\text{Te}}, \quad (2)$$

$$\frac{dN_{\text{Te}}}{dt} = R_{\text{Te}} + \mathbf{R}_{\text{Te}} - \lambda_{\text{Te}}N_{\text{Te}}. \quad (3)$$

Здесь  $R$  и  $\mathbf{R}$  – скорость выхода продуктов деления в теплоноситель из топливных отложений и негерметичных твэлов, соответственно,  $N_1$  – число атомов радионуклидов йода в теплоносителе в первом контуре,  $N_{\text{Te}}$  – число атомов теллура в первом контуре. Теллур является более поверхностно активным, чем йод. Поэтому в уравнениях (2)–(3) полагается, что теллур адсорбируется на поверхностях конструкций в активной зоне реактора и не выводится из первого контура при прохождении теплоносителя через фильтры СВО.

Наличие предшественника-теллура важно учитывать для  $^{132}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$ . Для  $^{131}\text{I}$ ,  $^{133}\text{I}$  и  $^{135}\text{I}$  можно считать, что предшественник распадается практически мгновенно.

Если реактор работает в стационарном режиме, можно использовать стационарное решение уравнений (2)–(3). В этих условиях приведенная активность (1) определяет интенсивность источника продуктов деления

в теплоносителе. Для каждого радионуклида йода она равна скорости выхода в теплоноситель, деленной на вероятность образования (кумулятивный выход) этого радионуклида при одном делении тяжелого ядра.

## 2.2. Выход радионуклидов йода из топливных отложений

При отсутствии негерметичных твэлов в реакторе активность теплоносителя определяется выходом продуктов деления из топливных отложений. Топливные отложения представляют собой урановую пыль, оседающую на твэлах при производстве, и/или топливную композицию, вымытую из негерметичных твэлов во время эксплуатации на АЭС.

Одним из основных механизмов выхода нуклидов из топливных отложений является прямой вылет осколков деления в теплоноситель. Другой механизм возникает, если топливные отложения включают частицы размером больше пробега осколков деления в  $UO_2$ . В этом случае осколки деления могут застревать в топливе и далее выходить в теплоноситель по механизму радиационного переноса. Для реперных радионуклидов йода этот механизм сводится к «радиационно-стимулированной» диффузии [5]. В целом, скорость выхода продуктов деления из отложений  $R$  складывается из скорости прямого вылета осколков деления ( $R_r$ ) и скорости диффузионного выхода ( $R_D$ ):

$$R = R_r + R_D. \quad (4)$$

Частицы топливных отложений могут обладать развитой поверхностью (например, это возможно для фрагментов выгоревших таблеток, попавших в теплоноситель) [6]. Всюду ниже будем полагать, что развитая поверхность обусловлена открытой пористостью. Часть осколков деления может выходить в открытые приповерхностные поры. В результате скорость выхода радионуклидов в теплоноситель увеличивается. Выражение для скорости выхода посредством прямого вылета осколков деления было получено в работе [8]. Модель диффузионного выхода нуклидов с короткоживущим предшественником описана в работе [5]. Значения коэффициентов радиационной диффузии для радионуклидов были определены в экспериментах [9, 10].

С учетом результатов [5, 8], выход продуктов деления из отложений для нуклидов с короткоживущим предшественником, таких как  $^{131}I$ ,  $^{133}I$ , и  $^{135}I$ , можно представить в виде:

$$R = YJf(h), \quad (5)$$

$$J = \varepsilon r_f S_g F. \quad (6)$$

Здесь  $r_f$  – пробег осколков деления в топливе,  $F$  – количество делений тяжелых ядер за единицу времени в единице объема топливных отложений в активной зоне,  $\varepsilon$  – эффективность выхода,  $S_g$  – «геометрическая» площадь поверхности топлива (без учета открытых пор). Согласно [8], величина  $\varepsilon$  определяется геометрией топлива и лежит в диапазоне  $0 < \varepsilon \leq 0.5$ . Функция  $f$  в выражении имеет вид

$$f(h) = 1 + k_1 \frac{S_t d_c}{S_g r_c} + \frac{k_2 S_t h}{\varepsilon S_g r_f}. \quad (7)$$

Второй член в правой части описывает увеличение скорости выхода за счет «застревания» осколков деления в открытых порах. Здесь  $S_t$  – полная площадь открытой поверхности топлива,  $d_c$  – средний диаметр пор в топливных отложениях,  $r_c$  – пробег осколков деления в среде, заполняющей поры,  $k_1$  – коэффициент, учитывающий геометрию поры. Для сферической поры  $k_1 =$

$2/3$ . Величина  $r_c$  зависит от того, чем заполнена пора. Если пора заполнена водой при давлении 160 атмосфер и температуре порядка 600 К, пробег осколков деления составляет около  $3 \cdot 10^{-5}$  м. Если пора заполнена газом, пробег осколков деления будет больше.

Последний член в правой части описывает диффузионный выход из топливных отложений. Здесь  $k_2$  – коэффициент порядка единицы, учитывающий геометрию топливных частиц,  $h = \sqrt{D/\lambda}$  – диффузионная длина,  $D$  – коэффициент диффузии. Согласно [9], диффузионная длина  $h$  реперных радионуклидов йода при температуре топлива ниже 600 К составляет менее  $10^{-7}$  м. Пробег в топливе тяжелых осколков деления (в частности, йодов)  $r_f$  составляет около  $5 \cdot 10^{-6}$  м [8], что много больше диффузионной длины  $h$ . Поэтому диффузионный член в уравнении (7) становится важен только при развитой поверхности частиц топлива в отложениях ( $S_t \gg S_g$ ).

Приведенная активность йодов  $^{131}I$ ,  $^{133}I$  и  $^{135}I$  может быть представлена в виде

$$A^* = \frac{R}{Y} = Jf(h). \quad (8)$$

В случае «четных» радионуклидов йода временем жизни предшественника пренебречь нельзя и выход  $^{132}Te$  и  $^{134}Te$  необходимо рассматривать отдельно от выхода йода. Выход теллура при этом описывается выражением (5). Для  $^{132}I$  и  $^{134}I$  при описании прямого вылета вместо кумулятивного выхода  $Y$  используется собственный выход  $y$ , а скорость диффузионного выхода имеет вид

$$R_D = k_2 S_t F h \left( y + Y_p \frac{h}{h + h_p} \right). \quad (9)$$

В этом случае можно ввести функцию  $g(h, h_p)$ , аналогичную функции  $f(h)$  и записать скорость поступления радионуклида в теплоноситель в виде:

$$R = yJg(h, h_p), \quad (10)$$

$$g(h, h_p) = f(h) + \frac{k_2 h S_t Y_p}{\varepsilon r_f S_g y} \frac{h}{h + h_p}. \quad (11)$$

Приведенная активность йода с учетом (2), (3) и (10) имеет вид

$$A^* = \frac{R + R_p}{y + Y_p} = Jf(h) + J \frac{Y_p k_2 S_t}{Y \varepsilon S_g r_f} \frac{1}{h + h_p}. \quad (12)$$

В случае «короткоживущего» предшественника ( $h_p \rightarrow 0$ ) уравнение (12) переходит в (8). Если диффузионной длиной  $h_p$  нельзя пренебречь по сравнению с  $h$ , то, как видно из (11), вклад нуклида-предшественника может заметно увеличивать приведенную активность.

Если отложения состоят из частиц меньше длины пробега осколков деления, выход радионуклидов можно рассматривать в приближении «монослоя» [2]. В уравнениях (7) и (11) это соответствует формальному переходу  $k_1 \rightarrow 0$  и  $k_2 \rightarrow 0$ , который дает  $f = g = 1$ . В этом случае расчетные отношения приведенных активностей радионуклидов йода должны быть равны 1 (см. пунктирную линию на рис. 1). На практике могут наблюдаться небольшие отклонения от этого значения. Это связано с тем, что величина  $Y$  зависит от нуклидного состава топлива в отложениях, который, вообще говоря, неизвестен. Расчет приведенных активностей по результатам радиационных измерений обычно проводят, постулируя некоторый состав отложений. Например, в [2] считается, что в отложениях делится только  $^{235}U$ . Отличие предполагаемого нуклидного состава от фактического



приводит к вариации отношений  $A^*$  для радионуклидов йода в пределах до 30%.

Если отложения состоят из крупных частиц, отношения приведенных активностей радионуклидов йода (12) за счет диффузионного выхода могут заметно отклоняться от 1. В РД [2] приведена экспертная оценка сверху на соответствующие отношения приведенных активностей радионуклидов йода (см. рис. 1).

Аналог зависимости из РД [2] для крупных частиц в отложениях может быть получен<sup>1</sup> из уравнений (1)–(12). Наибольшие значения для отношения приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  достигаются в случае преобладающего вклада диффузионного механизма в выход йода из отложений. Зависимость [2] можно получить, если в уравнениях (8) и (12) положить  $F = 4 \cdot 10^{19} \text{ м}^{-3}\text{с}^{-1}$ ,  $S/S_g = 100$  и  $S/S_g \cdot d_c \ll r_c$ . Такие параметры могут достигаться, если отложения компактизировались в активной зоне в виде структуры с большим количеством открытых мелких пор. Результат соответствующего расчета показан на рис. 1 сплошной линией.

### 2.3. Методика анализа приведенных активностей йодов и ее ограничения

Если в реакторе появляется негерметичный твэл, суммарный источник каждого радионуклида ( $R_c$ ) можно записать в виде

$$R_c = R + \mathbf{R} = R + \frac{\mu}{\lambda + \mu} R_f. \quad (13)$$

Здесь  $R_f$  – скорость выхода радионуклида из топлива под оболочку твэла,  $\mu$  – коэффициент массообмена твэла с теплоносителем для данного радионуклида. Коэффициент массообмена связывает скорость выхода радионуклида из твэла с полным количеством этого радионуклида под оболочкой твэла [4]. Величина  $\mu$  зависит от характеристик негерметичного твэла, постоянной распада и химических свойств радионуклида. Для поверхностно активных нуклидов (в частности, для йода)  $\mu$  может быть существенно меньше, чем для инертных газов в том же негерметичном твэле.

Подставляя выражение (13) в уравнения (2)–(3) и (1), можно видеть, что в случае разгерметизации отношение приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  может заметно увеличиваться. Это обстоятельство используется для выявления факта разгерметизации твэла в реакторе.

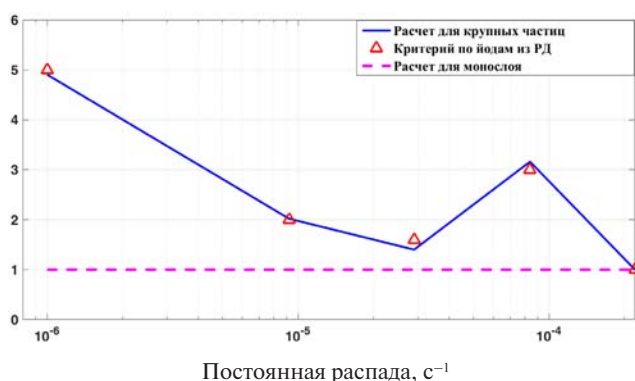


Рис. 1. Отношения приведенных активностей радионуклидов йода к приведенной активности  $^{134}\text{I}$ : — — консервативный расчет по уравнениям (4)–(12);  $\Delta$  — пороговые значения из РД [2]; - - - расчет для случая «монослоя».

<sup>1</sup> Ниже при проведении расчетов всюду использованы значения собственных и кумулятивных выходов, а также констант распада из базы данных [11].

Согласно РД [2], область выше сплошной кривой на рис. 1 соответствует наличию негерметичного твэла в реакторе. В области между сплошной и пунктирной кривой активность радионуклидов йода может определяться как выходом из негерметичных твэлов, так и выходом из топливных отложений. В этой области, исходя только из активностей радионуклидов йода, нельзя сделать однозначный вывод о наличии или отсутствии негерметичного твэла в активной зоне [2].

## 3. Использование активностей ИРГ для выявления разгерметизации

### 3.1. Отличия в поведении ксенона и йода

Из уравнения (13) следует, что вклад негерметичного твэла в суммарный источник продуктов деления в теплоносителе определяется соотношением между константой распада  $\lambda$  и коэффициентом массообмена  $\mu$ . Константы распада  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{131}\text{I}$  близки [11]. Если бы химические свойства ксенона и йода были одинаковы, заметное отклонение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{131}\text{I}$  от фона при разгерметизации топлива наблюдалось бы одновременно. Однако из-за адсорбции йода под оболочкой в некотором диапазоне характеристик негерметичного твэла возможна ситуация, когда активность  $^{131}\text{I}$  еще определяется выходом из топливных отложений, а активность  $^{133}\text{Xe}$  уже заметно превышает фоновый уровень. Ширина этого диапазона тем больше, чем интенсивнее адсорбируется йод под оболочкой негерметичного твэла<sup>2</sup>. Благодаря таким особенностям поведения ИРГ, их активности могут быть более чувствительным индикатором разгерметизации, чем активности реперных радионуклидов йода.

Для эффективного выявления разгерметизации по соотношению активностей ИРГ, желательно использовать пару газовых продуктов деления, обладающую следующими свойствами:

- Время жизни выбранных продуктов деления должно существенно различаться. В этом случае значительная часть более короткоживущего газа будет распадаться, не успевая выйти из негерметичного твэла, в то время как активность более долгоживущего газа будет заметно расти после разгерметизации.
- Радиационные выходы выбранных газов должны слабо зависеть от нуклидного состава топлива. Поскольку выгорание топлива в отложениях обычно неизвестно, использование радионуклидов с сильной зависимостью выхода от нуклидного состава топлива может приводить к большим неопределенностям. В частности, по этой причине  $^{85\text{m}}\text{Kг}$  и  $^{88}\text{Kг}$  для анализа не подходят.
- Используемые нуклиды должны быть изотопами одного химического элемента. В процессе пробоотбора часть газов, растворенных в теплоносителе, переходит в газовую фазу и теряется. Поскольку растворимости газов отличаются, газопотери при пробоотборе варьируются для изотопов разных химических элементов. Среди ИРГ, активности которых, как правило, доступны для измерения на АЭС, этим условиям удовлетворяет пара  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$ .

<sup>2</sup> Если дефект находится в «холодной» зоне твэла и залит водой, йод может в ней растворяться и выноситься из негерметичного твэла достаточно интенсивно.

### 3.2. Выход радионуклидов ксенона из топливных отложений

Для описания активности  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  в первом контуре нужно учитывать поведение йодов-предшественников ( $^{133}\text{I}$  и  $^{135}\text{I}$ , соответственно). Балансное уравнение для радионуклидов ксенона в первом контуре имеет вид

$$\frac{dN_{\text{Xe}}}{dt} = R_{\text{Xe}} + \mathbf{R}_{\text{Xe}} - (\lambda_{\text{Xe}} + \eta_{\text{Xe}})N_{\text{Xe}} + (\lambda_{\text{I}} + B\eta_{\text{I}})N_{\text{I}}. \quad (14)$$

Здесь используются обозначения, как в уравнении (2);  $B$  – коэффициент, учитывающий попадание в активную зону ксенона, образовавшегося при распаде йода-предшественника на фильтрах СВО. Предполагается, что ионообменные фильтры и деаэрактор в системе СВО включены последовательно, и расход теплоносителя через них одинаков. Скорость очистки  $\eta_{\text{Xe}}$  можно записать в виде

$$\eta_{\text{Xe}} = \frac{Q}{M} \alpha, \quad (15)$$

где  $Q$  – массовый расход воды на ионообменные фильтры и деаэрактор,  $M$  – масса воды, циркулирующей в первом контуре,  $\alpha$  – эффективность очистки, принимающая значения от 0 до 1. Коэффициент  $B$  связан с эффективностью очистки  $\alpha$  соотношением  $B = 1 - \alpha$ .

Поведение йода-предшественника в (14) описывается уравнением (2). Если реактор работает в стационарном режиме, можно использовать стационарное решение уравнения (14).

Для радионуклидов ксенона, как и для йодов, скорость выхода из отложений можно описать с помощью функций  $f$  и  $g$  (см. выше). Из уравнения (14) следует, что при отсутствии негерметичных твэлов в реакторе отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  имеет вид

$$\frac{A_{^{133}\text{Xe}}}{A_{^{135}\text{Xe}}} = \frac{y_{^{133}\text{Xe}} g(h_{^{133}\text{Xe}}, h_{^{133}\text{I}}) + \frac{\lambda_{^{133}\text{I}} + B\eta_{\text{I}}}{\lambda_{^{133}\text{I}} + \eta_{\text{I}}} Y_{^{133}\text{I}} f(h_{^{133}\text{I}})}{y_{^{135}\text{Xe}} g(h_{^{135}\text{Xe}}, h_{^{135}\text{I}}) + \frac{\lambda_{^{135}\text{I}} + B\eta_{\text{I}}}{\lambda_{^{135}\text{I}} + \eta_{\text{I}}} Y_{^{135}\text{I}} f(h_{^{135}\text{I}})} \times \left(1 + \frac{\eta_{\text{Xe}}}{\lambda_{^{135}\text{Xe}}}\right) \left(1 + \frac{\eta_{\text{Xe}}}{\lambda_{^{133}\text{Xe}}}\right)^{-1}. \quad (16)$$

Правую часть выражения (16) можно рассматривать как семейство кривых  $G(\eta_{\text{Xe}})$ , зависящих только от скорости очистки ксенона. Наибольшее значение функции  $G$  при фиксированном значении  $\eta_{\text{Xe}}$  достигается, если в функциях  $f$  и  $g$  «диффузионные» члены вносят преобладающий вклад. Параметры, при которых это условие выполняется, описаны выше. На рис. 2 сплошной линией показана огибающая сверху для рассматриваемого семейства кривых  $G(\eta_{\text{Xe}})$ . Для ее построения при каждом значении скорости очистки ксенона варьировались следующие параметры: расход воды на фильтры, эффективность очистки йода и нуклидный состав топливных отложений.

Сплошную линию на рис. 2 можно рассматривать как ограничение сверху на величину возможного отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$ , если единственным источником продуктов деления в первом контуре являются топливные отложения.

### 3.3. Определение скорости очистки ИРГ

Абсолютные значения и соотношения активностей газовых продуктов деления зависят от скорости газоочистки.

Измерение параметров газоочистки не предусмотрено действующим регламентом ВВЭР. Параметры очистки можно определить, если измерить активности

ИРГ до и после деаэратора. В этом случае эффективность очистки  $\alpha$  в (15) рассчитывается по формуле

$$\alpha = 1 - \frac{A_{\text{Xe}}^2}{A_{\text{Xe}}^1} \quad (17)$$

Здесь  $A_{\text{Xe}}^1$ ,  $A_{\text{Xe}}^2$  – активность ксенона до и после деаэратора, соответственно.

Измерения активности ИРГ до и после деаэратора проводятся, например, на АЭС Темелин дважды в месяц. Это позволяет учитывать скорость очистки ИРГ для более надежного выявления разгерметизации.

### 3.4. Методика выявления разгерметизации по активности радионуклидов ксенона

На рис. 2 показаны «пороговые» зависимости отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  от скорости очистки газов. Пунктирная линия соответствует приближению «монослоя», сплошная – отложениям из крупных частиц топлива с развитой поверхностью. Если отношение измеренных активностей ксенонов оказывается выше сплошной линии, можно констатировать наличие негерметичного твэла в реакторе. Если результаты измерений активности соответствуют области ниже сплошной линии, то, исходя только из активностей радионуклидов Xe, однозначный ответ дать нельзя. В этом случае требуется анализировать другие факторы: отношения приведенных активностей радионуклидов йода, наличие спайк-эффекта, наличие всплесков активности или рост абсолютной активности реперных радионуклидов во время стационарной работы реактора.

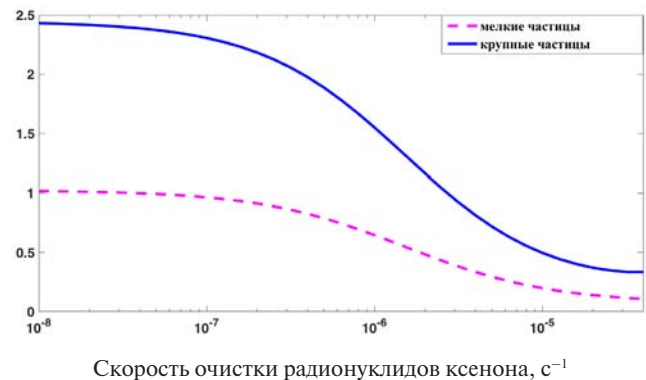


Рис. 2. Пороговое отношение фоновых активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  для реакторов ВВЭР-1000: — — для отложений в виде «монослоя», — — для отложений в виде крупных частиц топлива.

Методику выявления разгерметизации можно сформулировать в следующем виде:

- 1) Определяется скорость очистки теплоносителя от ксенона  $h_{\text{Xe}}$  (см. выше). Если скорость очистки не измерена, используется консервативная оценка  $h_{\text{Xe}} = 0$ .
- 2) По графику на рис. 2 (сплошная линия) определяется пороговое значение отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$ , соответствующее величине  $h_{\text{Xe}}$ .
- 3) Полученное значение сравнивается с отношением измеренных активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$ . Если отношение измеренных активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  оказывается больше порога, это говорит о наличии негерметичного твэла в активной зоне.

### 3.5. Ограничения методики

Отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  после разгерметизации топлива немонотонно зависит от скорости массообмена твэла с теплоносителем  $\mu$ . После разгер-

метизации данное отношение начинает расти, если увеличивается  $\mu$ . Рост продолжается, пока из твэла преимущественно выходит относительно долгоживущий  $^{133}\text{Xe}$ , а активность  $^{135}\text{Xe}$  определяется фоном. По мере развития степени дефектности, время «задержки» радионуклидов под оболочкой до выхода в теплоноситель начинает снижаться. Когда из негерметичного твэла в заметном количестве начинает выходить  $^{135}\text{Xe}$ , отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  начинает убывать.

При значительных повреждениях (например, при образовании вторичных дефектов в оболочке негерметичного твэла) время «задержки» может стать меньше времени жизни  $^{135}\text{Xe}$ . В предельном случае существенной деградации твэла  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  будут выходить из твэла так, как если бы оболочка отсутствовала, и топливные таблетки непосредственно контактировали бы с теплоносителем. При этом выход продуктов деления из негерметичного твэла с низкой мощностью будет неотличим от выхода продуктов деления из большого количества топливных отложений. При повышенных мощностях, когда значительный вклад в выход продуктов деления из топлива вносит диффузия, отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  в теплоносителе также может попадать в «зону неопределенности» на рис. 2 (между сплошной и пунктирной линией). В таком случае, пользуясь только отношением активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  в отдельно взятых измерениях, невозможно выявить наличие негерметичного твэла в реакторе, и потребуются привлечение других признаков разгерметизации.

#### 4. Примеры применения методики

На рис. 3 приведены максимальные средненедельные отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  в стационарном режиме работы реактора в топливных кампаниях на разных энергоблоках ВВЭР-1000. Видно, что для кампаний без негерметичных твэлов все значения лежат ниже сплошной кривой на рис. 2. Так и должно быть при отсутствии негерметичных твэлов. В то же время для кампаний с негерметичными твэлами все значения лежат выше сплошной кривой. В целом, анализ топливных кампаний на АЭС с ВВЭР-1000 за последние 10 лет показывает, что в большинстве случаев, когда разгерметизация подтверждается по отношению приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$ , отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  также оказывается выше пороговой зависимости на рис. 2.

Одним из примеров, иллюстрирующих повышенную чувствительность предложенной методики, является кампания Н-1. На рис. 4 показано отношение приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$ , рассчитанное по данным радиационных измерений в номинальном режиме работы реактора. На этом рисунке также показано, как менялось отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  на протяжении кампании. Поскольку скорость очистки теплоносителя от ксенона на данном блоке не контролировалась, при анализе использовалось консервативное пороговое значение отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$ , которое соответствует нулевому значению  $h_{\text{Xe}}$ .

Из рис. 4 видно, что отношение приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  не превышало 5. Следовательно, согласно РД [2], по активностям  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  до конца кампании нельзя было сделать однозначный вывод о наличии или отсутствии негерметичного твэла в активной зоне реактора. Однако, начиная примерно с 250-го дня, отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  начало

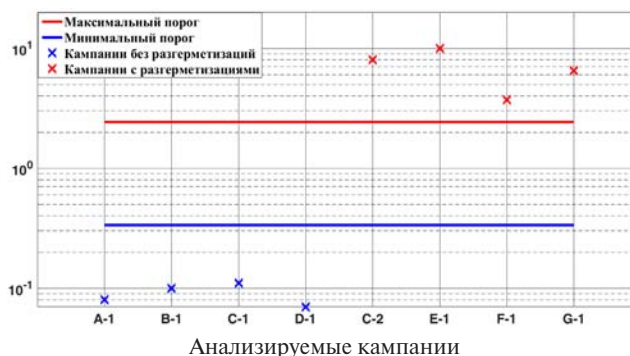


Рис. 3. Максимальные средненедельные отношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  в стационарном режиме работы реактора в топливных кампаниях с негерметичными твэлами (x) и без них (x). Буквы соответствуют различным энергоблокам, цифры – топливным кампаниям.

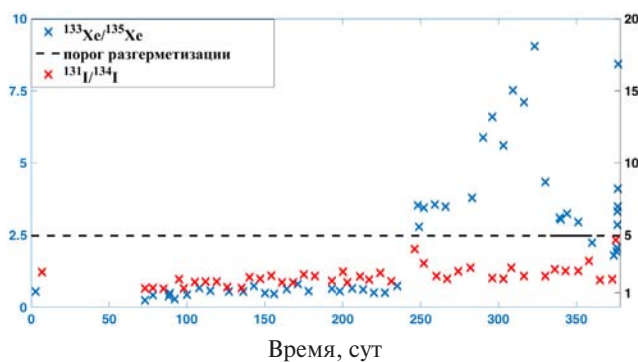


Рис. 4. а) — отношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  (левая вертикальная ось) при работе реактора в стационарном режиме во время кампании Н-1. б) — Пороговое значение, соответствующее критерию разгерметизации по ИРГ в приближении нулевой скорости очистки (левая вертикальная ось) и по радионуклидам йода (правая вертикальная ось). в) — отношение приведенных активностей  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  (правая вертикальная ось) во время кампании Н-1.

расти и значимо превысило пороговое значение. Это однозначно говорит о том, что в активной зоне появился негерметичный твэл.

При КГО по завершении кампании Н-1 была найдена 1 ТВС с негерметичным твэлом. Таким образом, для данной кампании анализ активностей ИРГ позволил своевременно выявить факт разгерметизации.

#### 5. Заключение

В работе предложена методика для выявления разгерметизации твэлов на энергоблоках ВВЭР по активности инертных радиоактивных газов в первом контуре реактора. Показано, что активности инертных радиоактивных газов могут быть более надежным индикатором разгерметизации, чем активности радионуклидов йода. Предложенный критерий выявления разгерметизации основан на анализе соотношения активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$ .

Методика малочувствительна к способу отбора проб теплоносителя 1-го контура и к степени дегазации проб при отборе. Методика также малочувствительна к фактическому нуклидному составу топливных отложений.

На примере нескольких топливных кампаний показано, что при отсутствии негерметичного топлива на АЭС с ВВЭР-1000 соотношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  принимает значения ниже границы, соответствующей полученному критерию. При наличии негерме-

тичного топлива соотношение активностей  $^{133}\text{Xe}$  и  $^{135}\text{Xe}$  в большинстве случаев оказывается выше критериальной границы.

На примере топливной кампании на энергоблоке ВВЭР-1000 показано, что предложенный критерий может выявлять разгерметизацию при работе реактора в стационарном режиме, даже если активности  $^{131}\text{I}$  и  $^{134}\text{I}$  не позволяют сделать однозначный вывод о наличии или отсутствии негерметичного твэла в активной зоне.

#### Список литературы

1. Shumkova N. Yu., Bykov O.V., Belousova L.P. «Ukrainian WWER-type NPP units. Results of cladding tightness inspection» Fuel failure in water reactors: Causes and mitigation. IAEA-TECDOC-1345 (2003) 77–86
2. РД ЭО 1.1.2.10.0521-2009 «Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР-1000. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов» с Изм. №2, АО «Концерн Росэнергоатом», 2016г.
3. “Review of fuel failures in water cooled reactors in 2006-2015. In addition to the IAEA energy series no.Nf-t-2.1 “Review of fuel failures in water cooled reactors (2010)”. The IAEA nuclear energy series, 2018.
4. P. Slavyagin, L. Lusanova, V. Miglo « Regulation of the fission product activity in the primary coolant and assessment of defective fuel rod characteristics in steady state WWER-type reactor operation ». Fuel failure in water reactors: Causes and mitigation. IAEA-TECDOC-1345 (2003) 326-337.
5. C. Wise «The transport of short-lived fission products close to the fuel surface». Journal of nuclear materials 152 (1988) 102-113.
6. White R.J. «The fractal nature of the surface of uranium dioxide: a resolution of short-lived/stable gas release dichotomy», Journal of nuclear materials 295 (2001) 133-148
7. Olander D.R. «Fundamental aspects of nuclear reactor fuel elements», Department of nuclear engineering University of California, Berkeley, 1976.
8. C. Wise «Recoil release of fission products from nuclear fuel». Journal of nuclear materials 136 (1985) 30-47.
9. J.A. Turnbull and C.A. Friskney «The diffusion coefficients of gaseous and volatile species during the irradiation of uranium dioxide». Journal of nuclear materials 107 (1982) 168-184.
10. Rossiter G., White R., «The Fission Gas Diffusion Coefficient in Irradiated Oxide Fuel: An Analysis of Current Experimental Data», Proc. Enlarged Halden Programme Group Meeting, Storefjell, Gol, Norway, 8-13 September, 2002.
11. Tasaka, Kanji; Katakura и др. JNDC nuclear data library of fission products; Second version. 1320. JAERI. 1990.

## АНАЛИЗ ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1200 НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ПУСКА И ПЕРВОЙ КАМПАНИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Аркадов Г.В., Павелко В.И.*

*ЗАО «Научно-технический центр «ДИАПРОМ», г. Москва*

*Слепов М.Т.*

*Нововоронежская АЭС, г. Нововоронеж*

### Введение

Начало эксплуатации любого энергоблока — важнейший этап его жизненного цикла, а ввод в эксплуатацию энергоблока нового поколения ВВЭР, является, по существу, основополагающим событием, от качества ко-

торого зависит надёжность, безопасность и экономичность последующей работы целой линейки энергоблоков данного проекта.

При этом затрачиваются значительные материальные, финансовые и трудовые ресурсы, а также происходят существенные затраты ресурса оборудования, так как в значительной части различные испытания проводятся в переходных и динамических режимах, редко происходящих при обычной эксплуатации, но вызывающих известные потери ресурса. В этой связи необходимо максимально эффективно использовать весь потенциал технических средств, используемых в измерениях.

В качестве одного из возможных путей повышения эффективности натуральных испытаний, и как следствие, снижения прямых затрат на проведение работ по измерению вибрации и других параметров, а также первичной настройки систем технического диагностирования, может служить концепция совмещения разнородных измерительных систем при проведении комплексных измерений, успешно реализованная при вводе в эксплуатацию энергоблока №1 НВАЭС-2. Под термином “разнородные системы” следует понимать измерительные системы разные по своим функциям, типам измерительных каналов, штатные или смонтированные специально для проведения пуско-наладочных работ и т.д. До настоящего времени все пусконаладочные измерения проводились без введенных в эксплуатацию систем технического диагностирования, что в свою очередь является препятствием успешному функционированию систем данного класса.

### Акустические стоячие волны (АСВ) в ГЦК энергоблока ВВЭР-1200

Системы виброшумовой диагностики первого поколения имели функции виброконтроля и контроля тепловых перемещений, как две последовательные функции, разделённые во времени. Вибрационное состояние блока в динамических состояниях разогрева/расхолаживания и при увеличении/уменьшении мощности весьма изменчиво, поэтому в этих режимах осуществлялась только функция контроля теплового перемещения оборудования по сигналам ДОП. После достижения 100% уровня мощности блоком тепловые перемещения становятся ничтожно малыми, а вибрационные портреты приобретают устойчивый во времени характер, и по тем же измерительным каналам ДОП (но уже с увеличенным коэффициентом усиления) производится контроль вибрационного состояния. Практика применения систем диагностирования в эксплуатационных условиях показала, что необходимо контролировать и микроперемещения в стационарных режимах, и осуществлять виброконтроль в динамических режимах функционирования РУ [1, 2, 3].

Вибрационные диагностические признаки в динамических режимах, тем не менее, обладают большой ценностью. Обнаружение вибрационной аномалии на ранней стадии выхода блока на штатный разогрев сразу после ППР может предотвратить её дальнейшее развитие. Как будет показано ниже, объём диагностической информации в динамических режимах РУ много больше, чем в стационарных режимах. В частности, температурные зависимости параметров вибрационных резонансов спектральных характеристик, как диагностические признаки, доступны только в динамике.

При относительно низких температурах ТН (до  $T_{тн} = 200^{\circ}\text{C}$ ) запрещается функционировать всем четырём ГЦНА одновременно. В противном случае возникает угроза всплытия ВКУ и ТВС из-за высокой плотности «холодного» ТН. В процессе разогрева блока после начала функционирования всех четырёх ГЦНА остаётся относительно малый диапазон увеличения температуры ТН (200-290 $^{\circ}\text{C}$ ) до уровня, соответствующего МКУ РУ. В процессе увеличения мощности РУ от МКУ до 100% температуры ТН также изменяются на относительно малую величину: температура ТН в «горячем» трубопроводе (на выходе Ак3) изменяется в диапазоне (290 – 330 $^{\circ}\text{C}$ ), температура ТН в «холодном» трубопроводе (на входе в Ак3) – в диапазоне (290-300 $^{\circ}\text{C}$ ).

Если после проведения режимов маневрирования числом функционирующих ГЦНА при неизменной температуры ТН проведена предварительная интерпретация спектральных особенностей сигналов, то далее, в режиме монотонного изменения температуры ТН, интерпретация может обрести дополнительные доказательства. Для этого необходимо контролировать центральные частоты резонансов. Важно выделить непрерывную, монотонную зависимость изменения частоты конкретного резонанса от  $T_{тн}$ . Если резонанс интерпретирован, как резонанс АСВ, то с монотонным увеличением температуры ТН, он непременно должен монотонно уменьшать свою частоту.

Также важно фиксировать такие температуры ТН, при которых происходят скачкообразные изменения спектральных характеристик. Резкое уменьшение частоты может быть связано с появлением паровой фазы в ТН. Резонансы вибрационного происхождения необязательно монотонно изменяют свою частоту с монотонным изменением температуры. Термические удлинения некоторого узла конструкции могут уменьшать собственную частоту его колебаний, но она же может быть увеличена термическим увеличением жёсткости данного узла.

Если монотонное движение резонансов по оси частот – ожидаемое явление, то исчезновение старых и появление новых резонансов необходимо связывать с достижением именно данной температуры ТН. Конструктивные изменения в узлах крепления ВКУ в результате термического расширения элементов конструкции, например, достижения проектного состояния в паре «кронштейн виброгасителя на корпусе РУ – паз виброгасителя на шахте внутрикорпусной» при определённой температуре ТН может быть причиной скачкообразного изменения спектрального образа измеряемого сигнала. Этому явлению соответствует модель перехода собственных колебаний шахты от колебаний балки с одним закреплённым концом к колебаниям балки с двумя закреплёнными концами. Также и возникновение автоколебательных явлений теплогидравлической неустойчивости ТН могут скачкообразно изменить спектральный образ.

Если резонанс практически не меняет своего частотного положения, то, возможно, его происхождение связано с собственной частотой колебаний конструкции или с оборотной частотой ГЦНА. В последнем случае это может быть точная гармоника или субгармоника оборотной частоты ГЦНА. В отличие от резонанса собственной частоты колебаний, резонансы на гармониках и субгармониках оборотной частоты ГЦНА обладают такой же высокой добротностью, что и резонанс первой гармоники на оборотной частоте  $F_{гцна}$ .

Строго говоря, зависимость скорости звука от температуры среды – нелинейная, но близкая к линейной зависимости. В монографии [3] приводятся следующие приближённые экспериментальные линейные зависимости для серийного блока ВВЭР-1000 (проект В-320) частот АСВ1п и АСВ1к в диапазоне температур 240-320 $^{\circ}\text{C}$  (частота в Гц, температура в  $^{\circ}\text{C}$ ):

$$F_{АСВ1п} = 12,20 - 0,0175T; \quad (1)$$

$$F_{АСВ1к} = 16,60 - 0,0215T.$$

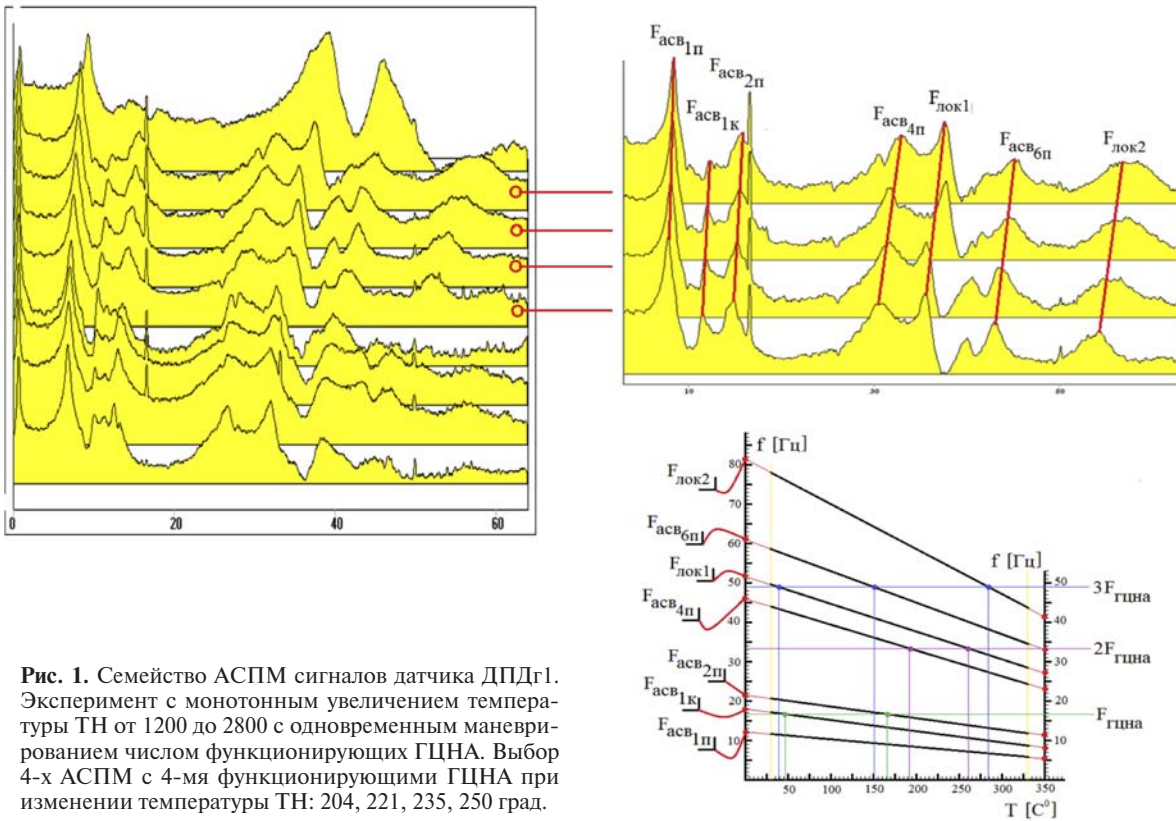
Эти зависимости получены по широкому диапазону изменения температур ТН, включающих и температуры разогрева блока, и температуры функционирования РУ на ненулевой мощности.

В виброакустических приложениях важно довести любой расчётно-экспериментальный анализ до конкретных чисел. Такие требования выдвигаются, например, при обосновании виброресурса РУ [10, 11]. Необходимым расчётным материалом для этого являются ряды частот и амплитуд собственных и вынужденных колебаний конструкции и среды теплоносителя. Если вернуться к всевозможным аналитическим моделям упругих сред, то ни одна из них не обходится без скорости звука. Скорость звука определяет и численное значение частоты АСВ. Однако, в различных публикациях наблюдаются расхождения в оценке скорости звука, достигающие нескольких раз. В публикациях [1, 2, 3], где оперируют численными значениями частот АСВ в ТН ВВЭР, в неявном виде также содержится и численное значение скорости звука, которое также не согласуется с упомянутыми публикациями.

С одной стороны, их можно объяснять многофакторностью скорости звука в ТН. Действительно, она определяется не только параметрами однофазной водной среды ТН (плотность, температура, давление, сжимаемость), но и растворёнными в ней газами, солями (например, солями борной кислоты) и другими примесями. Наличие парогазовых фракций в ТН, даже в незначительном количестве, может существенно изменить скорость звука. То есть явления кипения (в том числе недогретого кипения), радиолитиза, кавитации ТН, так или иначе, всегда присутствующие в первом контуре ВВЭР, могут внести значительный вклад в численное значение скорости звука. Параметры турбулентности потока ТН, его вязкостные параметры, а также эффект дисперсии (зависимость скорости распространения возмущения по упругой среде от частоты), также влияют на оценки скорости звука.

С другой стороны, экспериментальный опыт, накопленный авторами по многим блокам ВВЭР [1, 2, 3], свидетельствует о высокой повторяемости численных значений частот резонансов АСВ и по временной статистике многих кампаний одного блока ВВЭР, и по ансамблю однотипных ВВЭР. То есть многочисленные факторы, перечисленные выше, являются неизменными в силу регламентных эксплуатационных ограничений.

Задачу экспериментального оценивания скорости звука необходимо ставить, как задачу ПНИ, и получать в ходе ПНИ необходимые зависимости скорости звука, как табулированные значения, используемые далее при построении диагностических признаков в промышленной эксплуатации РУ. В качестве примера, рассмотрим семейство оценок АСПМ сигналов ДПДг1, полученных на ПНИ блока 1 НВОАЭС-2 с ВВЭР-1200 при измене-



**Рис. 1.** Семейство АСПМ сигналов датчика ДПДг1. Эксперимент с монотонным увеличением температуры ТН от 1200 до 2800 с одновременным маневрированием числом функционирующих ГЦНА. Выбор 4-х АСПМ с 4-мя функционирующими ГЦНА при изменении температуры ТН: 204, 221, 235, 250 град.

нии числа функционирующих ГЦНА с одновременным увеличением температуры ТН. Выделим из него только четыре однородных по своим источникам оценки АСПМ (рис. 1). Они получены при работе всех четырёх ГЦНА и монотонном изменении температуры ТН с практически одинаковым шагом: 204, 221, 235, 250.

Эти четыре АСПМ выгодно отличаются от всего семейства АСПМ тем, что по ним однозначно выделяются семь практически линейных температурных зависимостей. Они однозначно относятся к семи типам АСВ. Если первые три низшие АСВ уже интерпретированы - АСВ1п, АСВ1к, АСВ2п – то остальные высшие АСВ подлежат уточнению. Полуволна АСВ должна пространственно опираться (начинаться и заканчиваться) на некоторые две неоднородности акустического тракта, и, если это простая АСВ, то она имеет единственную пучность.

Если высшая АСВ является гармоникой, состоящей уже из нескольких полуволн, то её внутренние узлы не обязательно находятся на неоднородностях, но начальный и конечный узел - могут находиться только на неоднородностях.

На рис. 1 также приведены линейные аппроксимации семи температурных зависимостей частот АСВ. Там же показаны точки совпадения некоторой частоты АСВ и трёх первых гармоник оборотной частоты ГЦНА. Таких точек оказалось довольно много – 7 штук - и это только по низшим типам АСВ и гармоник ГЦНА. То есть совпадения частот вынуждающих сил (гармоник оборотных частот ГЦНА) и собственных частот колебаний ТН (частот АСВ), которые означают наступление резонансных возбуждений, происходят всякий раз при разогреве/расхолаживании блока многократно в диапазоне рабочих температур ТН без каких-либо заметных изменений виброхарактеристик. Таким образом, штатные динамические режимы являются своего рода

естественными тестами на достаточность демпфирования конструкции РУ. Прямолинейные аналитические зависимости (рис. 1) получены методом наименьших квадратов по резонансам выбранных АСПМ.

### Совместные колебания ГЦК и ГЦНА

В состав ГЦНА входят элементы, генерирующие вибрации в разных диапазонах частот, так, что ГЦНА, как единый объект вибродиагностирования, представляет собой весьма широкополосный объект [4, 5, 6, 7]. Для вибродиагностирования ГЦНА применяют стандарты по контролю роторного оборудования [8], в которых определён рабочий диапазон частот [10 - 1000] Гц, а диагностическим параметром является виброскорость.

Специализированные системы мониторинга вибрационного состояния ГЦНА предназначены в первую очередь для поиска аномальных состояний в определяемой ГОСТом полосе частот. Это верно если рассматривать ГЦНА как отдельный агрегат в отрыве от ГЦК. Поэтому, вначале пороговым ограничениям ГОСТ необходимо удовлетворить в стендовых условиях испытаний ГЦНА в отрыве от реального ГЦК. На этой стадии возможно выявление собственных резонансов ГЦНА в системе «ротор – вал - подвижные опоры». Впервые реальные вибрационные нагружения ГЦНА возникают в период ПНИ.

Акустика ГЦК, как вибрационный фактор, или глобальные колебания всего ГЦК на собственных частотах, имеют и низкочастотные компоненты, для контроля которых необходимо регистрировать частоты вибраций ниже 10 Гц. Высокочастотный диапазон до 1000 Гц эффективен для контроля электроприводов роторного оборудования, при этом асинхронный электродвигатель (АЭД) ГЦНА генерирует спектр вибраций много богаче всех иных типов электроприводов. На рис. 2 схематично изображены основные источники колебаний элементов

ГЦНА. Далее будут проанализированы только дополнительные возможности от совместного применения измерительных каналов различных систем диагностирования (СВШД, СТАД ГЦНА) и подсистем ПНИ при интерпретации вибродиагностических параметров.

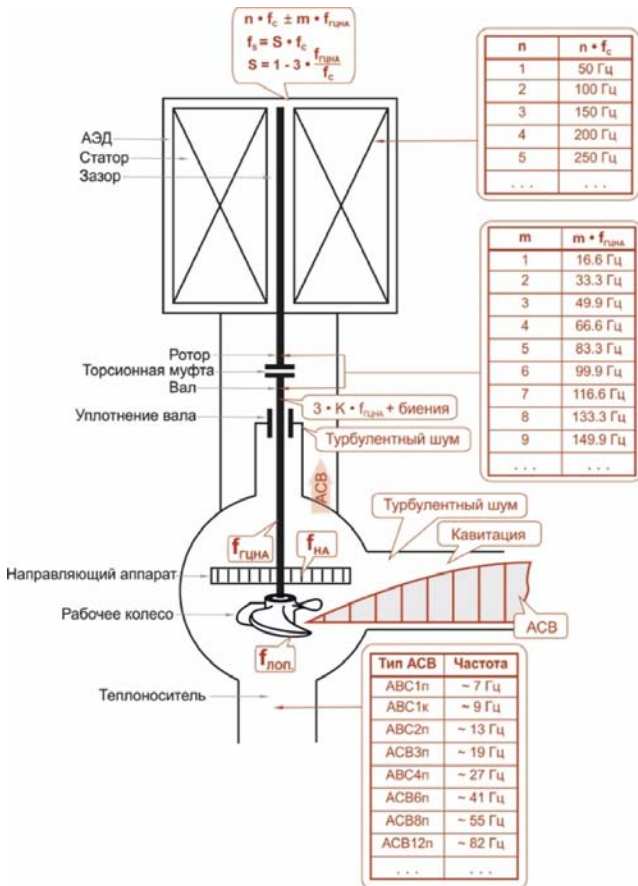


Рис. 2. Локализация основных источников ГЦНА

Стендовые вибрационные испытания ГЦНА, производимые перед их поставкой на АЭС, не могут в точности воспроизвести гидродинамические вынуждающие силы со стороны ТН ни по амплитуде, ни по частотному составу. Ещё сложнее имитировать вибрационное нагружение ГЦНА со стороны трубопроводов ГЦК. В то же время каждый ГЦНА сам является источником вибраций ГЦК и одновременно источником пульсаций давления ТН. Совместное функционирование четырёх ГЦНА создаёт как общее вибрационное поле, так и общее поле пульсаций давления ТН. Эти поля взаимодействуют друг с другом по прямым и обратным связям и практически не воспроизводимы ни в стендовых условиях, ни расчетным путём.

Поэтому очень важно на ПНИ, когда впервые осуществляется реальное вибронгружение всего оборудования, ГЦК, оснащённый ДПД, и ГЦНА, оснащённые вибродатчиками, рассматривать как единый вибрационный объект, в котором необходимо установить первоисточники вибраций.

Для выявления основных вибрационных эффектов ГЦНА путём совместного анализа взаимосвязей сигналов, рассмотрим два типа датчиков:

- датчики пульсаций давления;
- акселерометры, установленные на верхней крестовине АЭД ГЦНА.

Рассматриваться будет единственный режим нулевой мощности РУ, при котором температура ТН состав-

ляла 280°С и функционировали все 4 ГЦНА. Перечисленные датчики относятся к разряду высокочастотных, и далее их сигналы будут рассматриваться в диапазоне частот до 250-ти Гц. Анализ вч-диапазона (50 – 250) Гц позволяет выявить не только высшие типы колебаний ГЦНА, но и обнаружить гармонические ряды вынуждающих сил. Если ряд  $f_{ГЦНА}(n) \approx n \cdot 16,6$  Гц ожидается в виде последовательности высокочастотных резонансов в силу того, что их первоисточник – резонанс на частоте первой гармоники  $f_{ГЦНА} \approx 16,6$  Гц – высокочастотен, то гармонические ряды АСВ – низкочастотные по определению (рис. 3).

Если ряд  $f_{ГЦНА}(n) \approx n \cdot 16,6$  Гц представляет собой, так называемый, ряд точных гармоник, у которых по номеру гармоники точно вычисляется её частота, то у гармонического ряда АСВ номер гармоники лишь приближённо связан с частотой АСВ. Например, как следует из рис. 2, при значении частоты первой петлевой АСВ1п = 7,0 Гц, максимум второй гармоники АСВ2п = 12,9 Гц, четвёртой - АСВ4п = 26,9 Гц.

Если ряд  $f_{ГЦНА}(n) \approx n \cdot 16,6$  Гц имеет своим основным первоисточником дисбаланс вращающихся частей ГЦНА и воздействует на пульсации давления ТН, то гармонические ряды АСВ, напротив, вынуждают вибрации ГЦНА. Необязательно наличие значительного по амплитуде резонанса пульсаций давления ТН вызовет ответную вибрацию ГЦНА на этой же частоте. Возможен и обратный эффект: малые амплитуды внешних сил возбуждают значительные по амплитуде колебания конструкции на собственных частотах. Механизм возбуждения колебаний гидроупругой средой ТН весьма сложен, его расчётное моделирование требует задания трёхмерного поля вынуждающих сил.

Ответная вибрационная реакция будет во многом определяться собственными демпфирующими свойствами конструкции, которые трудно получить расчётным путём. Как следует из АСПМ и функции когерентности сигналов датчиков ДПДг1 и ДПДх1 (рис. 3), разнесённых на значительное расстояние друг от друга (порядка сорока метров), высшие АСВ с частотой свыше 50-ти Гц, не проявляют свойство глобальности. Это означает, что амплитуда высших АСВ соизмерима или меньше СКЗ белозумного турбулентного компонента пульсаций давления (так называемого, пьедестала АСПМ).

Весьма слабые взаимодействия наблюдаются на частоте направляющего аппарата ГЦНА –  $F_{НА}$ . Частота  $F_{НА}$  в точности совпадает со значением  $14 \times 16,6$  Гц = 232,4 Гц. Также наблюдается 1/3 субгармоника  $F_{НА}$ , равная в точности 77,47 Гц, что свидетельствует о нелинейных эффектах, производимых направляющим аппаратом при формировании потока ТН в «холодном» трубопроводе.

Теплоноситель, как гидроупругая среда, вынуждающая колебания ГЦНА, обладает следующими свойствами в широком диапазоне частот:

- основная мощность пульсаций давления (сигнала ДПД) складывается из мощности низших типов АСВ до 50-ти Гц и гармоник оборотной частоты ГЦНА, кратных трём;
- широкополосный белозумный турбулентный компонент ТН в «холодном» трубопроводе значительно превосходит по своей мощности аналогичный компонент в «горячем» трубопроводе.

АСПМ сигналов акселерометров Ах, Ау (рис. 4), в отличие от АСПМ сигналов ДПД (рис. 3), весьма широкополосны и не имеют тенденции убывания с частотой.

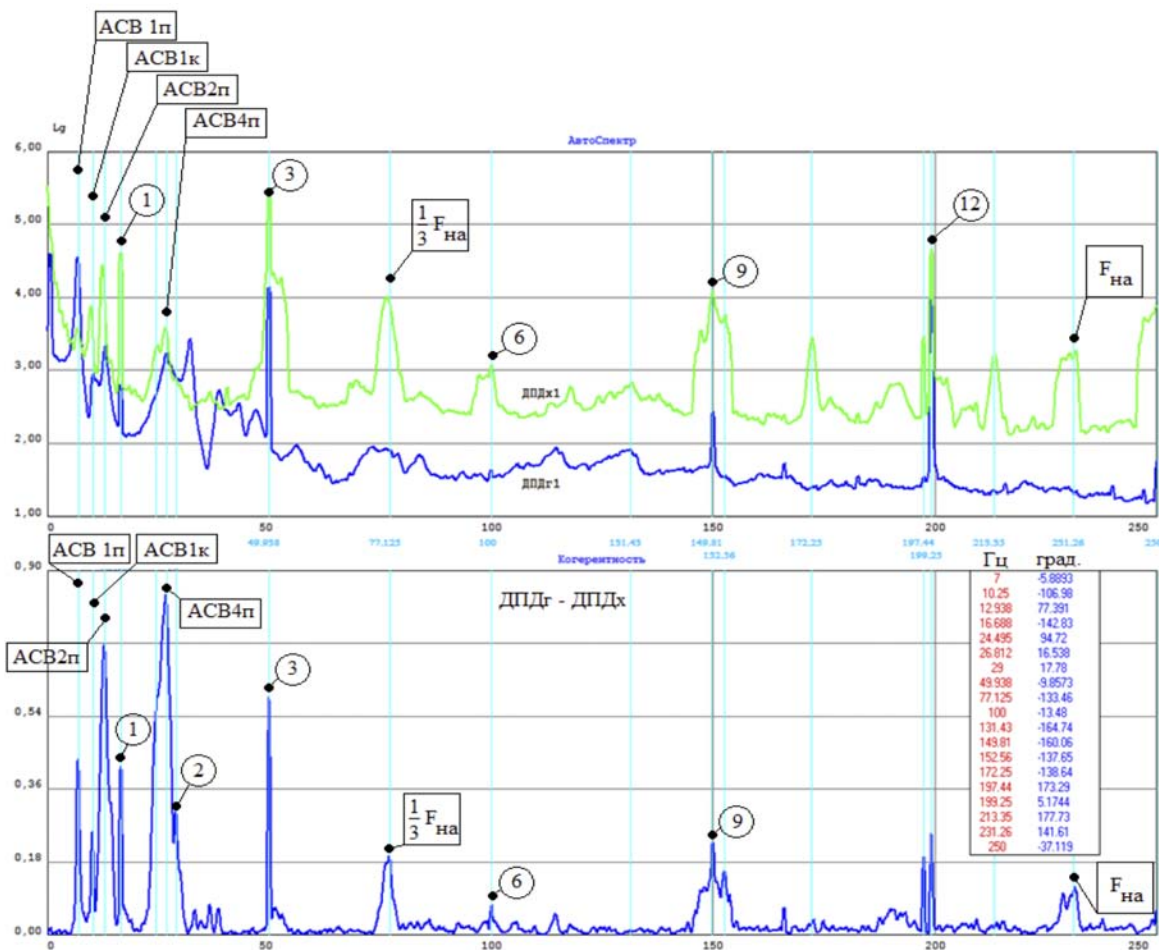


Рис. 3. АСПМ сигналов датчиков пульсаций давления – ДПДх1 и ДПДг1 (верхний график) и их функция когерентности (нижний график). Прямоугольниками помечены стоячие волны и частоты НА, окружностями – гармоники оборотной частоты ГЦНА. В таблице на графике – отметки резонансных частот и соответствующие фазы.

Это связано не только с высокочастотным характером вибраций АЭД, но и с тем, что акселерометрические измерительные каналы, по сравнению с каналами виброперемещений, отличаются параболическим частотным весом, усиливающим ВЧ-спектральные составляющие. В отличие от АСПМ сигналов ДПД, в АСПМ сигналов Ах, Ау наблюдаются все последовательные гармоники оборотной частоты, и, начиная с десятой гармоники (166 Гц) – наблюдаются субгармоники оборотной частоты. Акселерометрами Ах, Ау зарегистрированы спектральные составляющие низших типов АСВ: АСВ1п, АСВ1к, АСВ2п, которые в пересчёте на виброперемещения (например, путём двойного интегрирования сигнала акселерометра) зададут доминирование виброисточников АСВ в НЧ-диапазоне.

До 30-ти Гц спектральная картина вибраций АЭД (рис. 3) во многом повторяет картину пульсаций давления (рис. 4). Вновь доминируют резонансы АСВ: АСВ1п, АСВ1к, АСВ4п. Можно констатировать, что пульсации давления прекращают своё воздействие на АЭД, начиная с частоты 100 Гц и выше.

### Колебания корпуса РУ и ШВК при разном числе функционирующих ГЦНА

Виброперемещения корпуса возникают под действием гидродинамического напора ТН и вибраций, исходящих от ГЦНА по металлу конструкции. При этом в совместные с корпусом колебания вовлекаются ВКУ

и ТВС. К ним также чувствителен внутризонный нейтронный поток, регистрируемый датчиками прямого заряда (ДПЗ), и врезонный нейтронный поток, регистрируемый ионизационными камерами (ИК). Корреляции сигналов разной физической природы позволяют выделять совместные колебания корпуса-ШВК, ШВК-ТВС, корпуса-ШВК-ТВС. До выхода РУ на мощность, когда присутствуют только измерения вибродатчиками, совершенно определённо селективировать совместные колебания преждевременно.

При неполном числе функционирующих ГЦНА, что происходит всякий раз при разогреве и расхолаживании блока, гидростатический напор на корпус РУ и ШВК со стороны теплоносителя теплообменных петель может оказаться неуравновешенным. Только в двух случаях, когда функционируют два ГЦНА противоположных петель (первый и третий или второй и четвёртый ГЦНА), результирующая статическая сила, действующая на корпус и ШВК со стороны ТН, будет нулевой. Этот вывод базируется на центральной симметрии ГЦК и противоположно направленных и равных по модулю сил со стороны ТН двух активных и двух пассивных петель, а также на допущении тождественности четырёх петель.

Во всех других случаях неполного числа функционирующих ГЦНА корпус реактора и ШВК будут уклоняться от своего состояния равновесия под действием ненулевой, неуравновешенной статической силы. В результате шахту вынуждают войти в «жёсткое» зацепление с некоторыми виброгасителями (шпонками).



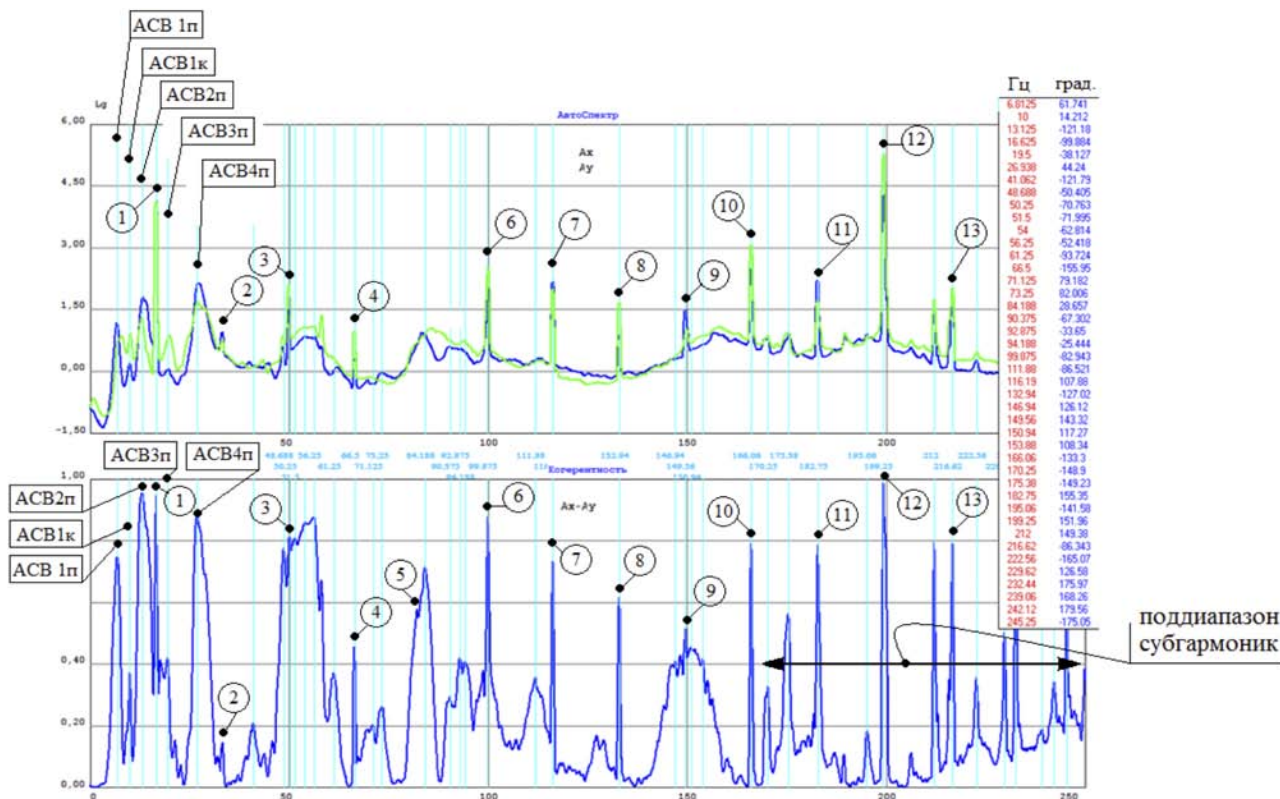


Рис. 4. АСПМ сигналов акселерометров, установленных на АЭД ГЦНА – Ax1 и Ay1 (верхний график) и их функция когерентности (нижний график). Прямоугольниками помечены стоячие волны, окружностями – гармониками оборотной частоты ГЦНА. В таблице на графике – отметки резонансных частот и соответствующие фазы.

К ним, прежде всего, относятся виброгасители, диаметрально противоположные по отношению к активной петле. Данное отклонение шахты от вертикали ограничивается другой парой диаметрально расположенных виброгасителей. Они располагаются в перпендикулярном направлении по отношению к активной петле.

Статическое перемещение ШВК будет ограничиваться величинами зазоров в узлах крепления ШВК. А турбулентные составляющие пульсаций давления ТН будут вызывать вибрации ШВК вокруг достигнутого статического состояния. Если при этом, некоторые зазоры узлов крепления будут выбраны, то есть станут нулевыми, то, вероятнее всего, вибрации будут происходить с соударениями в узлах крепления корпуса и ШВК.

Особую роль играют режимы функционирования единственного ГЦНА. Только в ПНИ тщательно рассматривается последовательное, один за другим по разным петлям, функционирование единственного ГЦНА. В штатных режимах разогрева/расхолаживания РУ не предусматривается работа разных единственных ГЦНА. Помимо того, что единственный функционирующий ГЦНА создаёт когерентное поле стоячих волн, он однозначно задаёт направление статической вынуждающей силы для ШВК и корпуса РУ. Четыре режима всевозможных единственных ГЦНА, последовательно воздействующих со стороны 4-х петель, являющихся своего рода вибрационными тестами, контролирующими зазоры в узлах крепления ШВК с корпусом РУ.

Навязанному на всех частотах одному типу маятниковых однонаправленных колебаний корпуса РУ наиболее вероятное объяснение состоит в следующем. Корпус реактора как будто бы опирается на две точки оси симметрии «II-IV», а любые вынужденные колебания со стороны любой петли раскачивают его вокруг

этой оси, не меняя типа маятниковых колебаний, а меняя только амплитуды колебаний. Это грубая модель, а в реальности производится опирание на узлы крепления корпуса с разной жёсткостью. При этом возможны такие малые зазоры в наружных узлах крепления в двух горизонтах корпуса РУ к строительным конструкциям, что всегда реализуются однонаправленные маятниковые колебания вокруг оси симметрии реактора 2-4 весьма малой амплитуды. Никакие другие узлы крепления ВКУ при самом неблагоприятном уклоне ШВК от вертикали не в состоянии изменить этот тип колебаний корпуса РУ, а изменяют только амплитуды сигналов акселерометров. Демонстрируется практическая независимость типа колебаний корпуса РУ от жёсткости внутрикорпусных узлов крепления. Значит, извне, жёсткостями внешних узлов крепления корпуса РУ к строительным конструкциям навязывается один и тот же пространственный тип колебаний. Он маскирует все совместные колебания корпуса и ШВК на собственных и вынужденных частотах, так, что соответствующие фазы имеют незначительные на них приращения. В этом состоит существенное отличие вибросостояния корпуса РУ ВВЭР-1200 блока 1 НВОАЭС-2 от известных вибросостояний корпусов ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

## Выводы

1. Показана эффективность оперативного объединения различных информационных систем в различных их сочетаниях через внешний интегрирующий прибор для получения дополнительной информации о состоянии энергоблока.
2. Доказана возможность использования акселерометров для регистрации акустических стоячих волн в

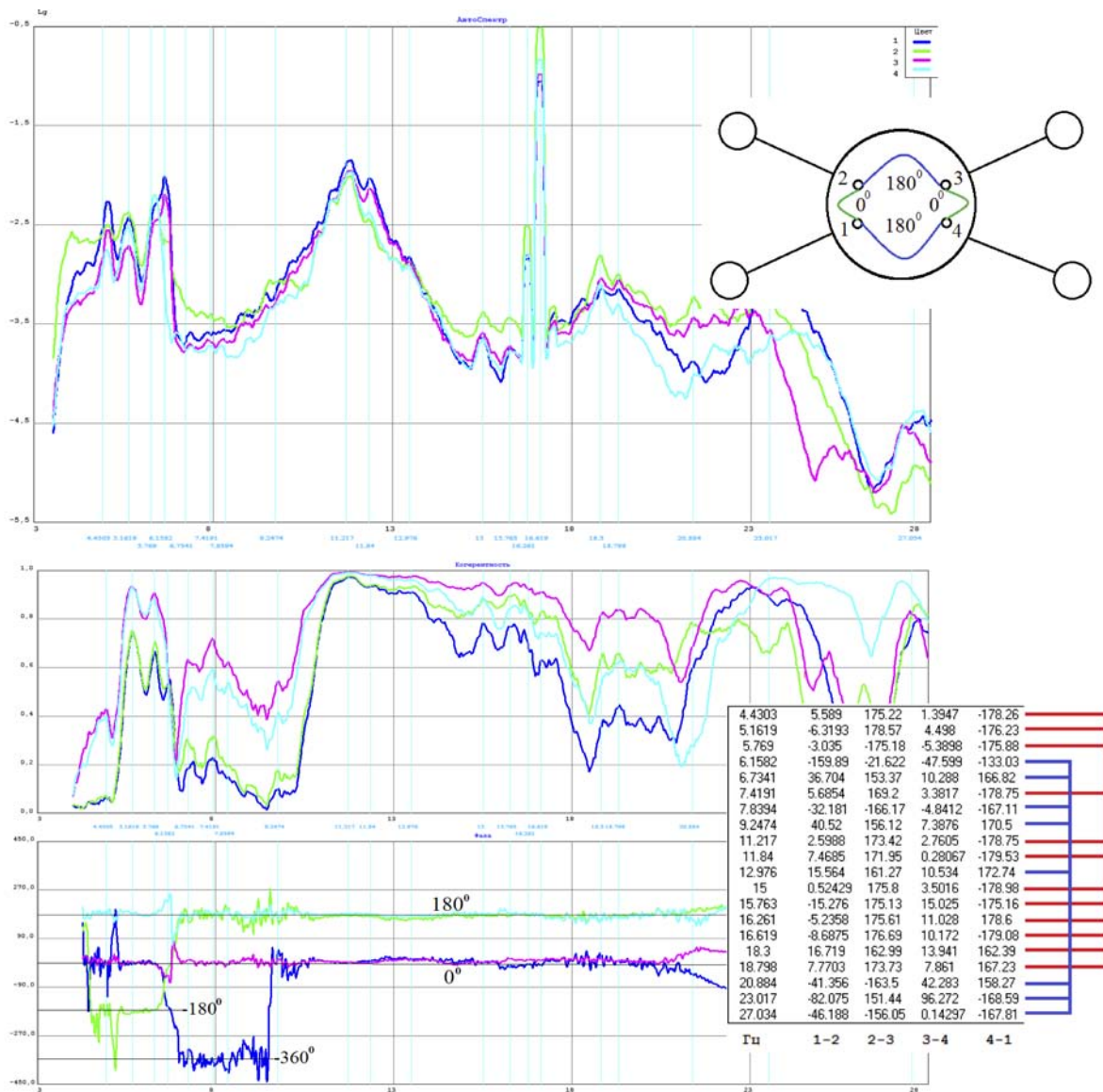


Рис. 5. АСПМ сигналы 4-х акселерометров, установленных на верхнем блоке (верхнее семейство графиков), функции когерентности и фазы сигналов соседних акселерометров (1-2, 2-3, 3-4, 4-1), значения 4-х фаз на отмеченных частотах. Красным цветом обозначено множество фаз  $0^\circ, 180^\circ, 0^\circ, 180^\circ$ , характерных для однонаправленных маятниковых колебаний. 100% мощность.

первом контуре РУ вместо датчиков пульсации давления.

3. Доказана основополагающая роль АСВ в формировании вибрационного состояния ГЦК.

4. Получены зависимости центральных частот основных АСВ от температуры ТН первого контура и показаны совпадения гармоник оборотной частоты ГЦНА с частотами АСВ при разогреве/расхолаживании энергоблока.

5. Выявлены однонаправленные «маятниковые колебания» корпуса РУ.

#### Литература

1. Аркадов Г.В., Павелко В.И., Слепов М.Т. Виброакустика в приложениях к реакторной установке ВВЭР-1200. М.: Наука, 2018. 580 с. (в печати).
2. Аркадов Г.В., Павелко В.И., Усанов А.И. Виброшумовая диагностика ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 2004. 344 с.
3. Аркадов Г.В., Павелко В.И., Финкель Б.М. Системы диагностики ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 2010. 391 с.
4. Аркадов Г.В., Павелко В.И., Усанов А.И. Разработка норм вибрации внутрикорпусных устройств реакторов ВВЭР-

440 // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: сб. трудов IV Международной научно-технической конференции. Подольск, 2005. с. 62 – 65.

5. Технические средства диагностирования: справочник / под общ. ред. В. В. Клюева. М.: Машиностроение, 1989. 672 с.

6. Вибрация энергетических машин. Справочное пособие / под ред. Григорьева Н.В. Л.: Машиностроение, 1974. 463 с.

7. Вибрации в технике. Справочник в шести томах. Том 1. Колебания линейных систем / под ред. Болотина В.В. М.: Машиностроение, 1978. 352 с.

8. Kliman G.B., Stein J. Methods of motor current signature analysis // Electric Machines and Power Systems. 1992. Vol. 20. P. 463–474.

9. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения. М.: Стандартиформ, 2010. 26 с.

10. ГОСТ 24347-80 Вибрация. Обозначения и единицы величин. М.: Изд-во стандартов, 1986. 6 с.

11. ГОСТ 25275-82 Система стандартов по вибрации. Приборы для измерения вибрации вращающихся машин. Общие технические условия. М.: Издательство стандартов, 1993. 11 с.

12. ГОСТ 26043-83 Вибрация. Динамические характеристики стационарных машин. Основные положения. М.: Издательство стандартов, 1984. 16с.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ПРОВОДИМОСТИ ГАЗОВОГО ЗАЗОРА В ТОПЛИВЕ РЕАКТОРОВ ВВЭР ОТ ГЛУБИНЫ ВЫГОРАНИЯ НА НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКТИВНОЙ ЗОНЫ

*С.Б. Выговский, Ф.В. Груздов, Р.Т. Аль Малкави  
НИЯУ МИФИ, г. Москва, Россия*

В данной статье представлены результаты исследований зависимости проводимости газового зазора в топливе реакторов ВВЭР от глубины выгорания, и её влияния на нейтронно-физические характеристики активной зоны. Актуальность данных исследований связана с необходимостью более точного учета параметров проводимости газового зазора в полномасштабных программных комплексах и их влияния на величину мощностного эффекта реактивности. Особенно, это важно, для более точного моделирования нестационарных ксеноновых процессов в активной зоне в переходных режимах реакторной установки с одного значения мощности на другое. В таких режимах наблюдаются нестационарные ксеноновые процессы в активной зоне, приводящие к возможному возникновению колебаний локальной мощности по объему активной зоны.

Целью работы, результаты которой представлены в данной статье, являлось исследование зависимости нейтронно-физических характеристик активной зоны реакторов ВВЭР-1000(1200) от поведения проводимости газового зазора в топливном элементе при выгорании топлива. Данное исследование, как и другие подобные изыскания, относится к задачам определения масштаба влияния так называемых «малых эффектов» в реакторной физике на нейтронно-физические характеристики ядерных реакторов на тепловых нейтронах. Причем, указанный «малый» эффект несвязан с технологическими допусками или конструкционными просчетами. Данный эффект является следствием физических явлений, неучтенных в расчетном обосновании проекта ядерных энергетических установки (ЯЭУ), и жизненно важным для некоторых эксплуатационных режимов. Особенно зримо данные явления проявляются в режимах, связанных с переходом реакторной установки с одной мощности на другую и сопровождающихся ксеноновыми процессами в активной зоне реактора, а также для режимов выгорания топлива в условиях продленных топливных циклов (до 1.5 лет). Если раньше эти режимы носили разовый характер, то сейчас на действующих АЭС с ВВЭР и вновь строящихся АЭС они приобретают систематический характер. К таким режимам относятся работа ЯЭУ в конце кампании за счет мощностного эффекта реактивности при реализации продленного топливного цикла и работа ЯЭУ в маневренных режимах при реализации суточного графика нагрузок энергоблока при изменении режима электропотребления в энергосистеме. В данных режимах Доплер-эффект реактивности, составляющий основную часть мощностного эффекта, является основным стабилизирующим фактором для ксеноновых

колебаний локальной мощности по объему активной зоны. Поскольку проводимость газового зазора существенным образом влияет на температурное распределение в топливе и тем самым на величину мощностного эффекта реактивности, становится очень важной задачей, как можно, точнее уметь рассчитывать данный эффект реактивности в комплексных моделях, входящих в состав расчетных программ инженерной поддержки эксплуатации АЭС с ВВЭР.

Если опираться только на зависимость проводимости газового зазора для свежего топлива без учета влияния выгорания топлива, можно существенным образом ошибиться в величине температурного эффекта реактивности по топливу в разные моменты кампании. Физическая картина явлений, происходящих в топливе при выгорании, заключается в следующем.

В начальный момент выгорания при образовании газообразных продуктов деления происходит растрескивание топливной матрицы и растрескивание топлива по радиусу. Это приводит к уменьшению контактного слоя в топливном элементе и тем самым к повышению проводимости газового зазора. При больших глубинах выгорания и большой интенсивности накопления газообразных продуктов деления (при большой удельной мощности) происходит проводка газов через радиальные трещины на периферию таблетки и оттеснение урана от внутренней стороны оболочки. В этом случае, как минимум, замедляется уменьшение контактного слоя, а при больших удельных мощностях величина контактного слоя может начать увеличиваться и даже вернуться к своему прежнему значению, которое было в свежем топливе. Данные процессы показаны на Рис.1.

Интенсивность указанных процессов зависит во многом от диаметра топливной таблетки. Чем больше диаметр таблетки, тем более ярко выражен описанный процесс. К примеру, для топливной таблетки реактора РБМК и для топливной таблетки в составе топливного элемента реактора PWR данный процесс становится более ярко выраженным по сравнению с топливной таблеткой реактора ВВЭР-1000(1200).

Были проанализированы данные по итоговому отчету по безопасности для *Бушерской АЭС ([1],[2])*. На их основе была построена аппроксимация зависимости проводимости газового зазора от глубины выгорания на базе полиномиального подхода. Также была уточнена зависимость проводимости зазора от линейной тепловой нагрузки для свежего топлива. Данный подход обеспечил полную адекватность результатов по построенной аппроксимации данным этого отчета, а также обеспечил разумное поведение проводимости зазора от глубины выгорания и удельной мощности за пределами границ области аппроксимации. За пределами области точность аппроксимации количественно не проверена, но она дает адекватное поведение в зависимости от удельной мощности и глубины выгорания в соответствии с западной корреляцией, использующей в реакторах PWR. На Рис.2 представлены зависимости коэффициента термического сопротивления (КТС) от удельной мощности для свежего топлива и от глубины выгорания при удельной мощности, равной 448 Вт/см.

Для более представительного моделирования процессов теплопроводности в топливном элементе была использована корреляция Главного Конструктора ([3]) для расчета коэффициента теплопроводности уранового топлива UO<sub>2</sub> с учетом зависимости от глубины выгорания топлива и температуры, которая представлена на Рис.3.

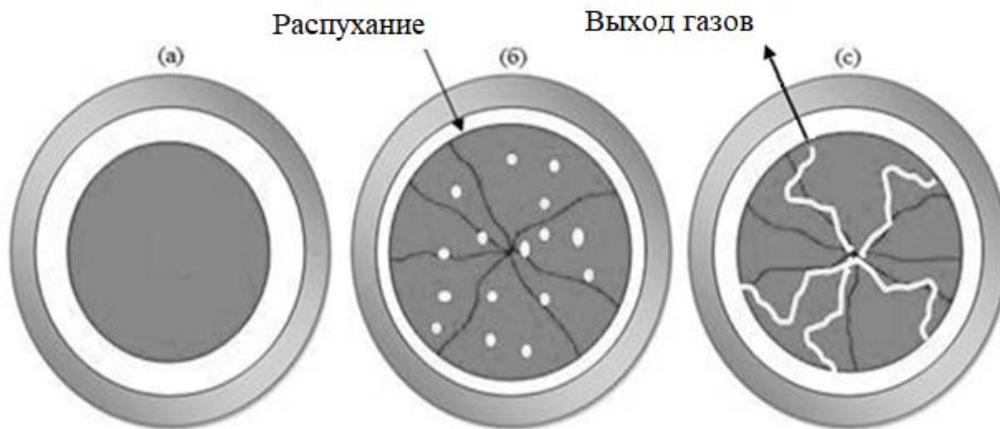


Рис. 1. Изменение толщины контактного газового зазора с увеличением глубины выгорания для больших удельных нагрузок  $Q_L > 400$  Вт/см. (а) – свежее топливо, (б) – топливо с небольшим выгоранием, (с) – топливо с большим выгоранием

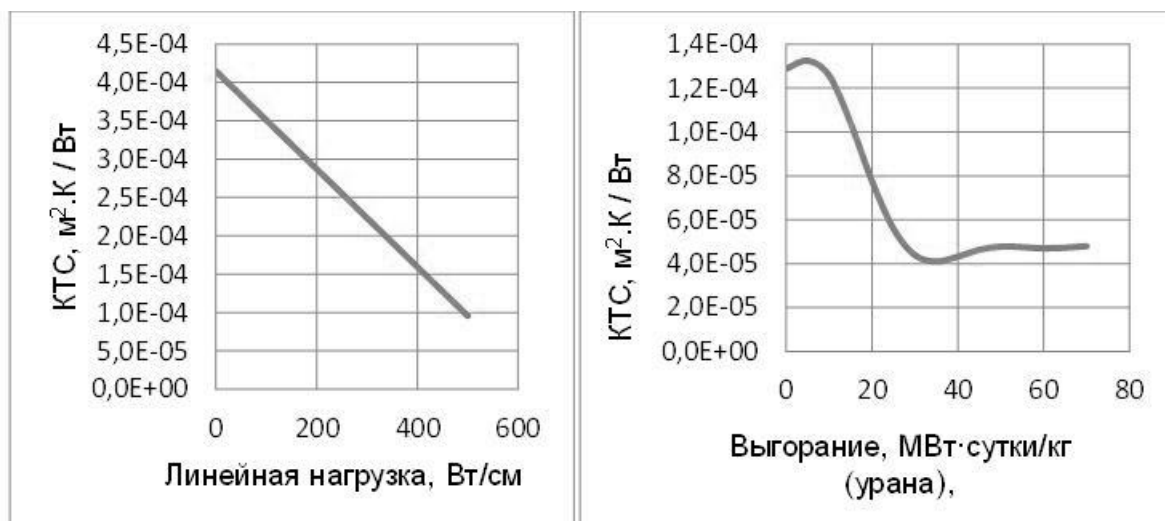


Рис. 2. Характеристики газового зазора топлива из данных по итоговому отчету для Бушеровской АЭС

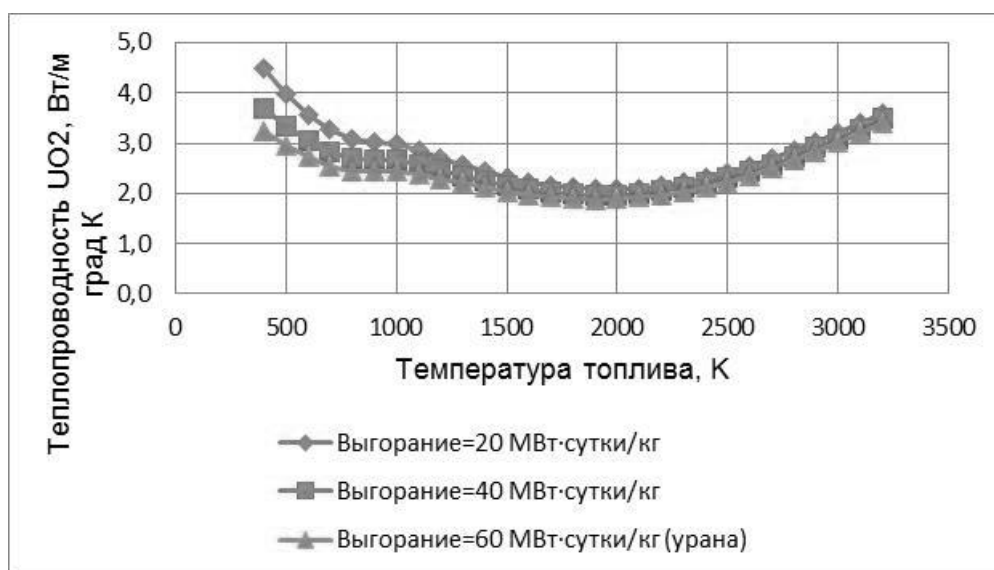


Рис. 3. Зависимость коэффициента теплопроводности топлива  $\text{UO}_2$  от температуры при различных глубинах выгорания

На базе разработанной аппроксимации были рассчитаны величины коэффициента термического сопротивления (КТС) газового зазора от глубины выгорания при различных значениях удельной мощности и проведено сравнение с КТС по западной корреляции для топлива PWR. На Рис.4 представлены рассчитанные зависимости величины термического сопротивления газового зазора, полученные для топлива реактора ВВЭР-1000 и для топлива реактора PWR. Из сопоставления полученных зависимостей можно сделать вывод о том, что при большом диаметре топливной таблетки и более высокой удельной мощности процессы растрескивания топлива становятся более интенсивными и ускоряется выход газообразных продуктов деления к оболочке. При этом толщина контактного слоя начинает увеличиваться, а проводимость зазора падает.

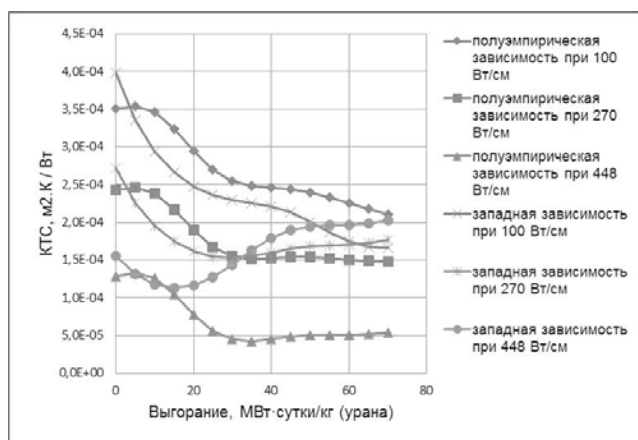


Рис. 4. Зависимость коэффициента термического сопротивления газового зазора от глубины выгорания топлива при различных уровнях линейных тепловых нагрузок на ТВЭЛ в реакторах ВВЭР-1000 и PWR-1000.

Используя вышеприведенные зависимости КТС и коэффициента теплопроводности топлива от температуры и глубины выгорания топлива, были проведены расчетные исследования с использованием программного комплекса ПРОСТОР ([4]) по определению масштаба влияния этих зависимостей на нейтронно-физические характеристики активной зоны. В первую очередь, было проведено исследование влияния зависимости проводимости газового зазора от выгорания топлива на стационарные характеристики активной зоны реактора ВВЭР-1000 при выгорании топлива, а именно на длительность работы топливных загрузок и пространственное распределение нейтронного поля по объему активной зоны. Расчеты выгорания топлива проводились для стационарной топливной загрузки одной из Российских атомных станций. Данная загрузка является обобщенным примером топливных загрузок в реакторах ВВЭР-1000 при переходе топливного цикла на полугодовой топливный цикл. В этих расчетах использовались зависимости проводимости газового зазора от температуры топлива по данным Главного Конструктора без учета (1-ый вариант расчета) и с учетом (2-ой вариант расчета) этой зависимости от выгорания топлива, полученного из данных итогового отчета по безопасности для Бушеровской АЭС. Расчеты проводились для базовой мощности 3120 МВт и продления топливной кампании за счет мощностного эффекта реактивности при снижении мощности до 75 % от номинального значения.

На Рис.5 приведены результаты расчета максимальной разницы между величиной расчетной нагрузки и предельно допустимой в конце кампании для стационарной загрузки:  $Dif_{max} = \max(QI(x,y,z) - OI_{lim}(x,y,z))$ . Приведенный интервал по времени выбран из условий достижения максимального значения разницы между расчетной и предельно допустимой нагрузкой на ТВЭЛ на всем интервале выгорания. Им оказывается интервал времени в конце кампании. Максимальная разница наблюдается в области 7-го датчика прямой зарядки в верхней части активной зоны. Величина этой разницы не превышает 1 Вт/см.

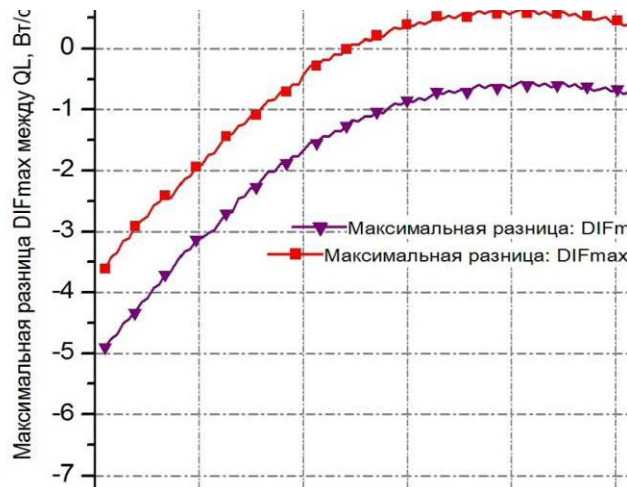


Рис. 5. Зависимость максимальной разницы между расчетной и разрешенной тепловой нагрузкой на ТВЭЛ от времени для стационарной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 в самый критический момент кампании (1-вариант: проводимость зазора без учета зависимости от выгорания, 2-вариант: проводимость зазора с учетом зависимости от выгорания)

На Рис. 6 приведены результаты расчета линейной тепловой нагрузки на ТВЭЛ в области активной зоны с максимальной разницей между величиной расчетной нагрузки и предельно допустимой в конце кампании для стационарной загрузки:  $Dif_{max}$ . Из рисунка видно, что, если не учитывать зависимость проводимости газового зазора от выгорания топлива, то тепловая нагрузка не превышает предельно допустимой, а при учете этой зависимости — превышает. Правда эта разница не велика и составляет величину порядка 1 Вт/см.

На Рис.7 приведены результаты расчета критической концентрации борной кислоты при выгорании топлива в конце кампании. Различия в значениях концентрации между двумя вариантами составляет величину порядка 0.1 г/кг. Экстраполяция к нулевой концентрации борной кислоты приводит к разнице в длительности кампании реактора порядка 4-5 эфф. суток.

Из результатов расчетов можно сделать вывод о незначительном увеличении длительности работы стационарной загрузки при учете зависимости проводимости от выгорания топлива, что вполне ожидаемо, так как уменьшается величина эффективной температуры топлива и соответственно величина Доплеровского эффекта. Эта явление улучшает размножающие свойства топливной решетки ВВЭР, особенно в конце кампании, и продлевает тем самым топливную кампанию.

Во-вторых, надо отметить из проведенных расчетов незначительное уменьшение запаса по линейной тепловой нагрузке на ТВЭЛ и тем самым некоторое ухудшение условий безопасной эксплуатации активной

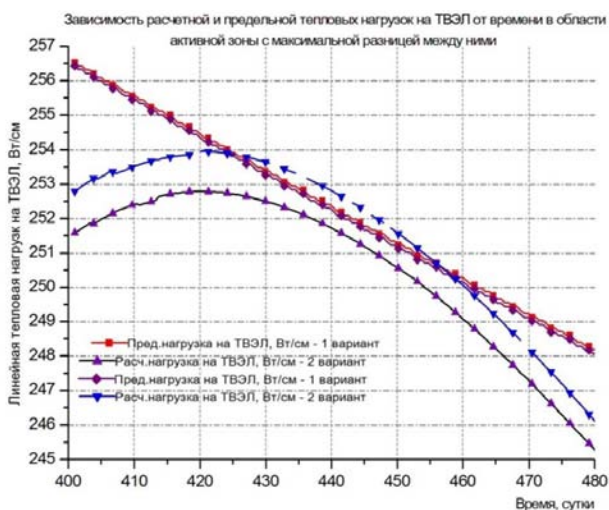


Рис. 6. Зависимость расчетной и предельной тепловых нагрузок на ТВЭЛ от времени работы стационарной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 для максимальной разницы между ними в самый критический момент кампании

зоны. Полученные изменения носят малый эффект, так что влиянием зависимости проводимости газового зазора от выгорания топлива на высотное распределение локальной мощности по активной зоне можно пренебречь. Отличия в значениях максимальной разницы между расчетной величиной линейной тепловой нагрузки на ТВЭЛ и разрешенной величиной в различных вариантах расчета проводимости зазора не превышают 1 Вт/см.

Помимо исследования влияния зависимости проводимости газового зазора от выгорания топлива на характеристики активной зоны при выгорании топлива, были проведены расчетные исследования влияния зависимости проводимости газового зазора от выгорания топлива на динамику ксеноновых процессов в активной зоне. Расчеты проводились для стационарной топливной загрузки при базовой мощности 3120 МВт для полугодового топливного цикла в разные моменты кампании. Погружением рабочей группы ОР СУЗ на 20 % изменялась конфигурация нейтронного поля по высоте реактора, и в этом положении выдерживалась в течение 3 часов. Мощность реактора устанавливалась равной значению 75 % номинальной мощности, которая удерживалась на этом уровне изменением критической концентрации борной кислоты. Расчеты были проведены для моментов кампании: 150 эфф. суток, 350 эфф. суток, 485 эфф. суток.

Из проведенных расчетов характеристик ксеноновых колебаний локальной мощности следует вывод о высокой чувствительности параметров колебаний к изменению величины проводимости газового зазора в топливе, особенно в конце кампании. Полученный результат приводит к однозначному выводу о необходимости повышения точности расчета проводимости газового зазора. В частности, актуальность учета зависимости проводимости зазора от выгорания топлива объясняется тем, что при большом выгорании наблюдается максимальное изменение в значениях проводимости и соответственно максимальное изменение величины Доплеровского эффекта реактивности. Тем самым данный эффект оказывает максимальное влияние на

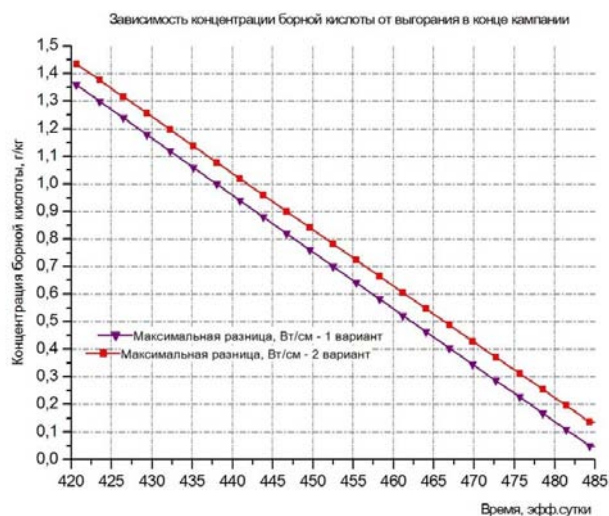


Рис. 7. Зависимость концентрации борной кислоты от времени работы стационарной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 в самый критический момент кампании (1 – вариант: проводимость зазора без учета зависимости от выгорания, 2 – вариант: проводимость зазора с учетом зависимости от выгорания)

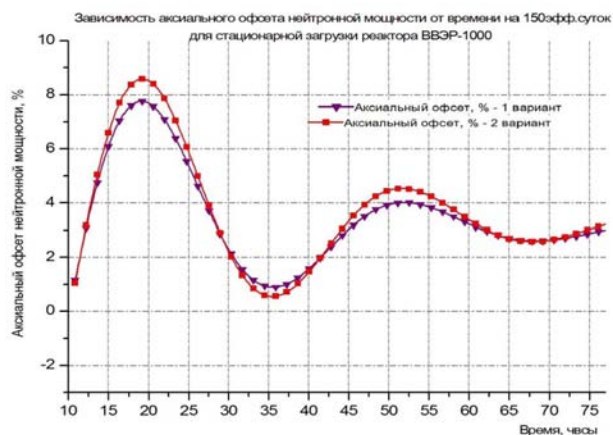


Рис. 8. Зависимость аксиального оффсета мощности от времени для стационарной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 на момент кампании 150 эфф. суток при 75 % номинальной мощности (1 – вариант: проводимость зазора без учета зависимости от выгорания, 2 – вариант: проводимость зазора с учетом зависимости от выгорания)

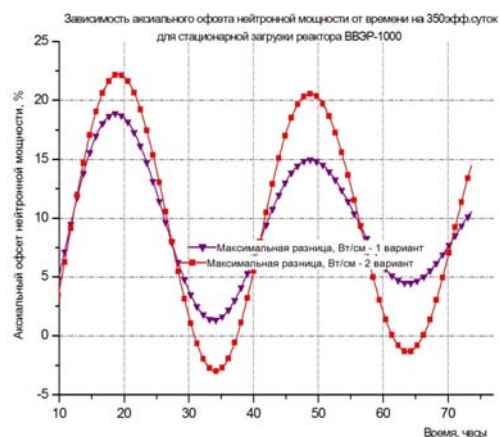
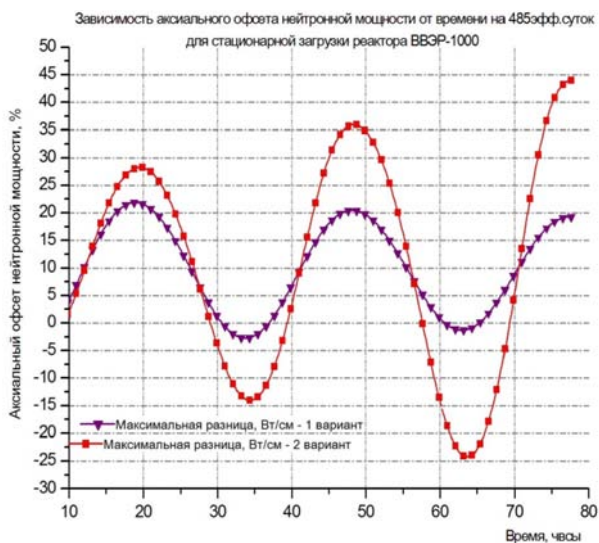


Рис. 9. Зависимость аксиального оффсета мощности от времени для стационарной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 на момент кампании 350 эфф. суток при 75 % номинальной мощности (1 – вариант: проводимость зазора без учета зависимости от выгорания, 2 – вариант: проводимость зазора с учетом зависимости от выгорания).



**Рис. 10.** Зависимость аксиального оффета мощности от времени для стационарной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 на момент кампании 485 эфф.суток при 75 % номинальной мощности (1 – вариант: проводимость зазора без учета зависимости от выгорания, 2 – вариант: проводимость зазора с учетом зависимости от выгорания)

характеристики ксеноновых колебаний. Особенно это становится актуальным для продленных топливных циклов, таких как полуторагодовой и двухгодичный циклы.

#### Список литературы

1. M. Rahgoshay, Y. Rahmani, A study of the effects of changing burn-up and gap gaseous compound on the gap convection coefficient (in a hot fuel pin) in VVER-1000 reactor, Islamic Azad University, Tehran, Iran. 2007.-3с.
2. M. Rahgoshay, Y. Rahmani, Study of the Role of Gap Conductance Coefficient of Fuel on Increasing Safety in WWER-1000Reactors, Islamic Azad University, Tehran, Iran. 2011.-12с.
3. С.Г. Попов, В.Н. Проселков, термические свойства топлива из диоксида урана, Препринт ИАЭ-6139/11, М., 1999.-44с.
4. С.Б. Выговский, В.Г. Зимин, Е.В. Чернов. Приложение к аттестационному паспорту №182 от 28.10.2004г. Программный комплекс ПРОСТОР (версия 1), Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», М., 2004.- 8с.

## ПЕРЕОЦЕНКА СЕЙСМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ АТОМНОЙ СТАНЦИИ

*Аракелян Ф.О.*

*ООО «Атомсейсмоизыскания», Москва*

*Задоян П.М.*

*АО «ПНИИИС», Москва*

### Введение

Со времени введения в эксплуатацию первых атомных станций прошли несколько десятилетий и при продлении их проектного срока службы возникает необходимость пересмотра исходных параметров, заложенных в свое время в проектных основах. Данное обстоятельство имеет особо актуальное значение при обеспечении сейсмической безопасности, поскольку проекты действующих атомных электростанций перво-

го поколения разрабатывались в условиях отсутствия нормативно технической базы проектирования сейсмостойких АЭС. Анализы и расчеты производились на основе действующих в то время общестроительных норм сейсмостойкого проектирования, с введением дополнительных, зачастую необоснованно завышенных коэффициентов надежности, как по части сейсмических нагрузок, так и при вычислении реакции системы, что не всегда способствует улучшению безопасности.

С накоплением со временем новых сейсмологических данных и получением новой информации о сейсмических условиях площадки, возникает реальная необходимость пересмотреть регулирующие требования в области сейсмической безопасности, как правило, в сторону повышения. В действующих нормах по проектированию сейсмостойких АЭС НП031-01 [1] имеется требование по обеспечению сейсмостойкости новых станций, согласно которому, независимо от уровня сейсмичности в проекте предусматривается минимальный уровень сейсмостойкости 7 баллов (0.1g). А при продлении срока эксплуатации действующей станции, согласно этим нормам, следует переоценить сейсмическую безопасность с учетом возможных изменений природных и грунтовых условий в процессе эксплуатации АЭС [1]. Таким образом, вследствие изменения сейсмических условий на площадке, независимо от уровня сейсмичности, следует проводить переоценку сейсмостойкости действующей станции.

В настоящее время процедура проведения переоценки сейсмической безопасности действующей станции нормами РФ не регулируется. В месте с тем, существующие нормы по проектированию сейсмостойких атомных станций [1], а также Методологические рекомендации ГК «Росатом» [2] направлены на проектирование новых станций и их использование в действующих станциях, ввиду заложенных там критерии не представляется возможным и в основном неприемлемы. В то же время, за последние годы со стороны МАГАТЭ созданы стандарты и отчеты безопасности в данной области, отражающие накопленный опыт обеспечения сейсмической безопасности действующих станций [3, 4].

В представленной статье обсуждаются общие принципы проведения сейсмической переоценки действующей станции, приводятся приемлемые подходы и критерии, а также опыт внедрения концепции сейсмической переоценки на примере Армянской атомной станции. В основу процесса переоценки лежит составленная и утвержденная комплексная Программа по переоценке сейсмической безопасности и усилению зданий, систем и элементов АЭС (далее Программа), устанавливающая общую процедуру и критерии реализации переоценки. В последние годы такие Программы были внедрены почти во всех восточно-европейских станциях ВВЭР. Примечательно случаи, когда изначальным проектом станции сейсмические воздействия не были предусмотрены и в результате внедрения Программы сейсмическая безопасность станции была повышена на требуемый уровень.

### 1. Постановка задачи сейсмической переоценки

Необходимость проведения сейсмической переоценки обуславливается следующими обстоятельствами:

- Действующие регулирующие требования существенно отличаются от требований, принятых на стадии проектирования станции;

- Появление новых данных о произошедших землетрясениях и повышения уровня сейсмичности площадки;
- Отсутствием или недостатком данных подтверждающие требуемый уровень сейсмостойкости;

Согласно Руководству безопасности МАГАТЭ NS-G-2.13 [3] сейсмическая переоценка действующих станций может возникнуть в связи с превышением сейсмической опасности заложенного в изначальном проекте уровня, новым регулирующим требованиями, новыми сведениями об уязвимости систем и элементов АС или при необходимости подтвердить, что по уровню сейсмического исполнения станция отвечает условиям запроектного землетрясения. При этом, на каждом этапе должны быть применены современные методологии, избегая при этом ненужного консерватизма [4].

При проверке сейсмостойкости или «обратного» пересчета, в зависимости от величины дефицита в безопасности, разрешается применить более ослабленные требования и критерии. В частности, в сравнении с новым проектом, в анализе переоценки допускается применить в дважды увеличенное значение вероятности превышения [5] (DOE Standard 1020-2002. Natural Phenomena Hazards Design and Evaluation Criteria). С другой стороны, при установлении землетрясения проектных основ переоценки сейсмостойкости можно принимать средние значения параметров движения грунта: средние кривые опасности и средние формы расчетного спектра реакции. В случае, когда специфичный для данной площадки спектр реакции грунта на данной площадке отсутствует (что характерно для площадок АЭС в РФ), рекомендуется использовать медианно стандартизованную форму. Сопоставим два стандартных спектра, характеризующие горизонтальное воздействие по НП031-01 и наиболее часто применяемые на практике спектры NUREG/GR-0098 (Newmark and Hall). Распространенная в мировой практике переоценки сейсмических воздействий медианный спектр 50% обеспеченности NUREG/GR-0098, во всех частотных диапазонах существенно покрывает стандартный спектр НП031-01 (84% обеспеченность). На рис.1 приведены указанные спектры для 5% затухания, нормированные на пиковое ускорение 1.0g. Коэффициент спектрального усиления на спектре НП031 достигает 3.2, в то время, как на NUREG/GR-0098 составляет лишь 2.12. Разница между максимальными значениями спектральных ускорений составляет более 1.5 раза. Различия в доверительной обеспеченности можно отнести в актив ресурсов сейсмостойкости сооружений, систем и элементов при переоценке или продления срока службы.

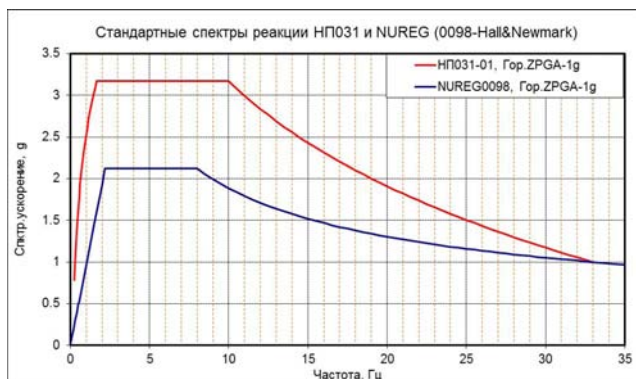


Рис. 1. Сопоставление нормированных горизонтальных спектров 84% (НП031) и 50% (NUREG/GR-0098) обеспеченности для 5% затухания.

Другим существенным положением в постановке задачи сейсмической переоценки является число рассматриваемых наименований и элементов станции, уровень сейсмостойкости которых подлежит к проверке. Согласно концепции переоценки сейсмической безопасности действующей станции нет нужды рассматривать все системы безопасности станции, а лишь только те системы и оборудования, которые обеспечивают горячий или холодный останов реакторной установки при землетрясении установленного уровня и поддержания режима останова в определенный период времени (72 дня). Данная постановка определяется составлением Перечня оборудования безопасного останова, благодаря которому удастся резко снизить объем исследований и затрат в сравнении с обычным проектом сейсмостойкости.

## 2. Программа переоценки сейсмической безопасности

Процесс сейсмической переоценки действующих станций реализуется посредством утвержденной Программой переоценки и усиления уровня сейсмической безопасности. Изначальной задачей данной Программы, на основе которого принимается решение о проведении переоценки, является установление Землетрясения пересмотренного уровня (ЗПУ). ЗПУ представляет собой уточненное воздействие, учитывающее новейшие сейсмологические данные и результаты последних изысканий и оценок. По определению соответствует новому уровню Максимального расчетного землетрясения МРЗ [1], отвечающего предельным требованиям безопасности и имеет очень низкую вероятность превышения в течении всего периода эксплуатации станции. При составлении параметров ЗПУ особое значение имеет изучение и использование записей реальных землетрясений зарегистрированных локальной сейсмометрической сетью на площадке.

Часть задач Программы относятся к уточнению параметров и характеристик соответствующие фактическим условиям и конфигурации, составлению расчетных моделей основания и сооружения реакторного здания, распределительных систем (оборудования, трубопроводов). Другая группа задач относятся анализу и оценок, а также реализации приоритетных и второстепенных мероприятий и рекомендаций. Имеются также задачи относящейся к повышению готовности систем и элементов станции к землетрясению.

Процедура Программы представляет собой целостную структуру поочередно реализуемых задач, схематично показанная на рис. 2. Исходным пунктом Программы является установление уровня пикового ускорения ЗПУ. Перечислим основные задачи Программы с кратким их описанием [6].

Задача 1. Установление параметров расчетного колебания грунта уровня ЗПУ: форму спектра реакции 50% обеспеченности, значение пикового ускорения;

Задача 2. Сбор и компоновка данных по фактической конфигурации, с учетом реализованных модернизаций;

Задача 3. Уточнение физико-механических свойств грунтов основания, составление геотехнического профиля основания (модель основания);

Задача 4. Классификация сооружений, систем и элементов. Составление Перечня оборудования безопасного останова реакторной установки (ПОБО). К проверке и сейсмической классификации подлежат лишь системы из числа ПОБО;



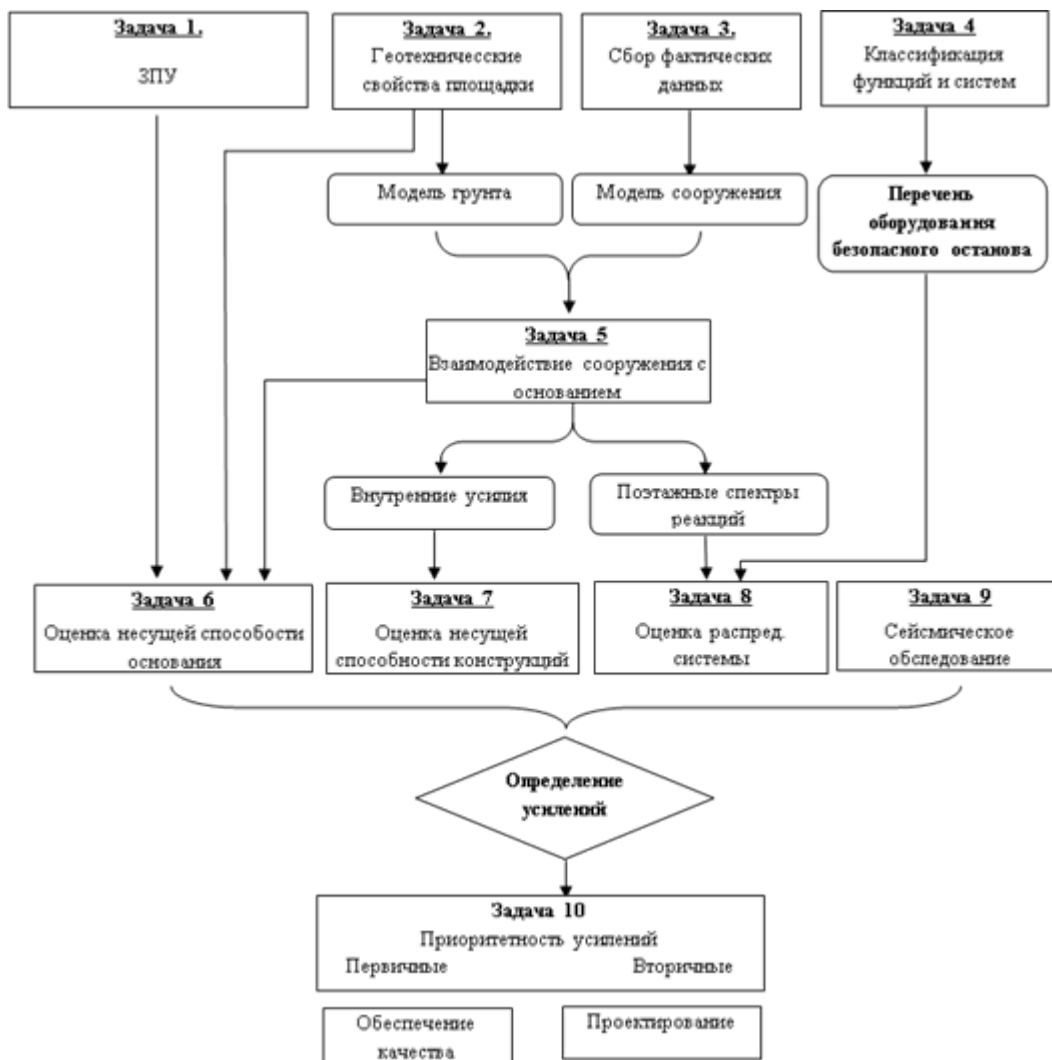


Рис. 2. Блок-схема реализации программы сейсмической переоценки

Задача 5. Расчет сейсмической реакции зданий и сооружений с учетом взаимодействия сооружения с основанием, предусматривая реалистические подходы в оценках;

Задача 6, 7, 8, 9. Оценка несущей способности основания и сейсмостойкости зданий, распределительных систем, оборудования и элементов;

Задача 10, 11. Модификации, проектирование и осуществление усилений, контроль качества;

Задача 12. Сейсмометрические наблюдения.

По важности в Программе обособляются две задачи: Определение уровня Землетрясения пересмотренного уровня - ЗПУ (задача 1), согласно которому принимается решение о запуске Программы, и задачи 4, в рамках которого составляется Перечень оборудования безопасного останова реакторной установки, включающий ограниченное число элементов и систем, которые подлежат проверке на сейсмостойкость.

Следует отметить, что аналогичные Программы МАГАТЭ уже внедрены и реализованы на восточноевропейских станциях (Козлодуй, Пакш, Богунице, Моховце, Диковани и др.), в результате которых уровень сейсмической безопасности станций были повышены на установленный регулирующими требованиями уровень. Каждая из площадок этих станций имеет свои специфические особенности и истории и примечатель-

ным здесь является опыт АЭС Пакш, где реализацией Программы удалось повысить сейсмостойкость с изначально нулевого уровня до уровня пикового ускорения 0.25g.

Ниже остановимся вкратце на опыте реализации Программы относительно Армянской атомной станции.

### 3. Опыт реализации Программы на Армянской АЭС

Изначальный уровень сейсмичности площадки соответствовала пиковому ускорению 0.2g, что и было заложено в свое время в основу исходного расчета сейсмостойкости реакторного здания. В условиях отсутствия регулирующих норм, и при определении расчетных нагрузок, с целью обеспечения в безопасности, был применен коэффициент запаса равной 2.7, в результате чего, исходной расчетный спектр был существенно завышен.

На основе результатов комплексного изучения сейсмичности площадки было установлено новое значение пикового ускорения на поверхности грунта – 0.35g [7]. В качестве расчетного колебания грунта принимается спектр реакции NUREG0098 50%-й обеспеченности [6], представленный на рис.1. Установлением ЗПУ принимаются к процедуре Программы. Разработка Переч-

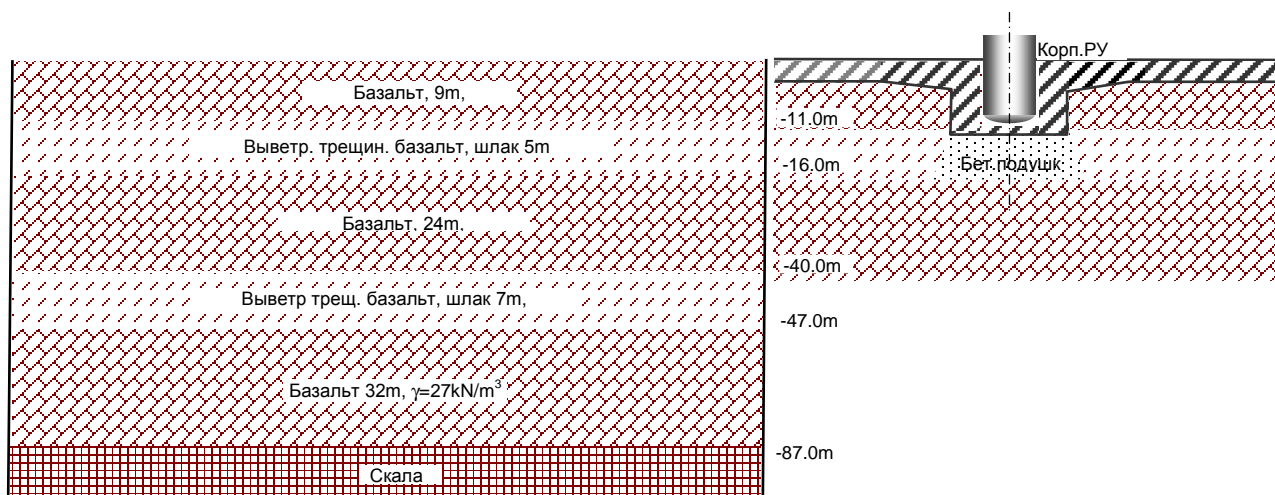


Рис. 3. Профиль основания и фрагмент внедренный в основание части фундамента и шахта реактора

ня оборудования безопасного останова реакторной установки (ПОБО) выполнена со стороны специалистов станции. В Перечень вошли 2372 наименований, большинство из которых (1694) были отсеяны из дальнейшего рассмотрения по результатам “сейсмического обхода” [8], более 500 элементов “прошли” квалификацию, часть оставшихся (446) потребовали несложные закрепления и т.п. Относительно лишь 26 систем были разработаны проекты усиления (аварийной подпитки, главный паропровод, расхолаживания БВ, вспомогательной подпитки ПГ, продувки ПГ и т.п.). При проведении сейсмической квалификации сооружений, конструкций и компонентов, входящих в ПОБО используется методика GIP, адаптированный для условий ВВЭР [8]. На различных этапах реализации Программы принимала участие компания ЦКТИ «Вибросейсм» (Санкт-Петербург)

С целью снижения затрат реализации в расчетах сейсмической реакции максимально придерживаются к наиболее реалистичным оценкам с применением современных подходов. В особенности, в расчетах сейсмической реакции главного корпуса учитывается динамическое взаимодействие сооружения с основанием. При этом, в расчетах учитываются факторы, существенно влияющие на реакцию системы: нелинейные и деграционные свойства материалов основания, пространственное распространение сейсмических волн, глубину внедрения фундамента в основание и т.п [10]. Указанные феномены особенно свойственны в расчетах поэтажных спектров реакций здания реакторного отделения АС и нашли свои отражения как в регулирующих документах МАГАТЭ, так и в современной практике сейсмической квалификации действующих или находящихся в стадии проектирования АЭС [3, 4].

Особенностью основания под главный корпус является наличие межстадийных геологических наслоений, верхние границы которых располагаются на глубинах -11м и -40м. Наличие указанных слоев оказывает влияние на реакцию системы основание-сооружение и для устранения влияния геотехнических неопределенностей проводились специальные оценки в диапазоне варьирования свойств материалов. В таблице 1 приведены геотехнические свойства грунтовых слоев основания. На рис. 3 показаны разрез основания и фрагмент модели внедренное в основание части фундамента и шахты реактора.

Таблица 1. Геотехнические свойства основания

	Толщ.	Уровень	Плот.	Vs м/с			Затухание %			
				м	м (-)	кН/м <sup>3</sup>	A	B	M	A
Слой	1	4.0	7.0	24.0	1800	1200	1500	2	2	2
	2	4.25	11.25	24.0	1800	1200	1500	2	2	2
	3	5.0	16.25	19.3	650	350	500	4	7	5.5
	4	20.0	21.25	26.5	2500	1600	2050	2	2	2
	5	7.0	44.25	20.0	700	400	550	4	7	5.5
	6	40.0	51.25	27.0	2700	1800	2250	2	2	2

В основу расчета системы сооружение-основание положен “Метод отнимания гибких объемов”, где система сооружение-основание расчленяется на две подсистемы: фундамент и сооружение. Система представляется в виде верхнего сооружения с добавлением внедренной в основание части здания и рытого грунта. Постановка задачи схематично показана на рис. 4.

Применяется концепция разницы комплексной динамической жесткости рытого грунта по методике вычислительной системы анализа динамического взаимодействия сооружения с основанием SASSI [11]. Граничные условия формируются способом предающимися в среде границами. Общая матрица динамической жесткости получается добавлением матрицы импеданса и отниманием динамической жесткости объема рытого грунта.

В сейсмических расчетах вектор нагрузки вычисляется умножением матрицы динамического импеданса

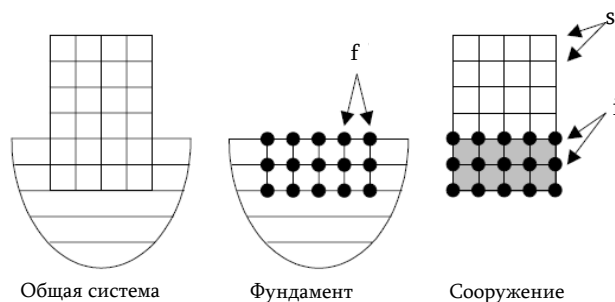


Рис. 4. Схема представления системы “сооружение-основание”

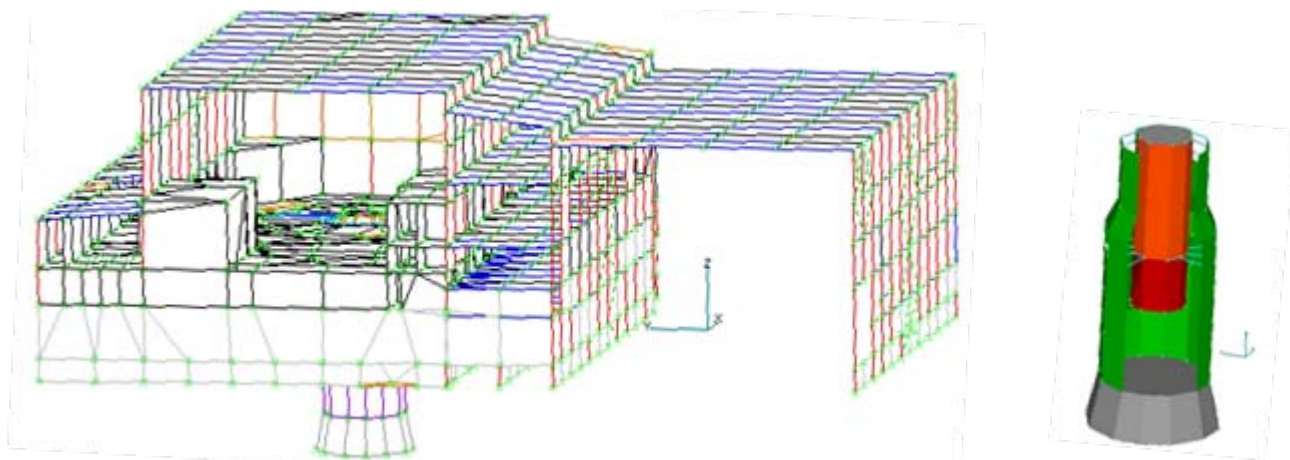


Рис. 5. Расчетная модель сооружения главного корпуса и фрагмент модели шахты с корпусом реактора

на вектор движения грунта. Общее движение сооружения во взаимодействии с основанием в матричной форме определяется уравнением:

$$\begin{bmatrix} C_{ii}^s - C_{ii}^e + X_{ii} & -C_{iw}^e + X_{iw} & C_{si}^s \\ -C_{wi}^e + X_{wi} & -C_{ww}^e + X_{ww} & 0 \\ C_{si}^s & 0 & C_{ss}^s \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} U_i \\ U_w \\ U_s \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} X_{ii}^1 U_i^1 + X_{iw}^1 U_w^1 \\ X_{wi}^1 U_i^1 + X_{ww}^1 U_w^1 \\ 0 \end{Bmatrix}$$

где индексы  $s$ ,  $i$  и  $w$  относятся к степеням свободы узлов сооружения, фундамента и объема рытого грунта соответственно,  $C$  – матрица динамической жесткости  $C(\omega) = K - \omega^2 M$ , где  $M$  и  $K$  представляют собой матрицы общей массы и комплексной жесткости соответственно.  $U$  – вектор перемещения узла,  $X$  – частотно зависящая матрица, представляющий собой динамический импеданс основания в узлах взаимодействия.

Пространственная конечно-элементная модель строительных конструкций и оборудования ГК разработана с учетом массы, анкеровки и конфигурации оборудования. Парогенераторы и корпус реактора смоделированы с учетом инерционных свойств и номинального режима эксплуатации, теплоносители, паропроводы, емкости и теплообменники, а также оборудование первого контура (с массой более 5т) смоделированы в виде сосредоточенных масс. В целом модель ГК содержит более 2000 узлов и 4000 элементов, включая сплошные узловые элементы рытого грунта. Расчетная модель сооружения главного корпуса представлена на рис. 5.

Сейсмическая квалификация трубопроводов и оборудования проводится с помощью Метода граничной сейсмостойкости, с применением подхода Маловероятностного отказа с большой обеспеченности (HCLPF) [5]. При этом, на отдельных участках трубопроводов первого контура, с целью усиления сейсмостойкости, пришлось установить демпферы, поглощающие энергию воздействий.

В качестве исходного сейсмического воздействия используются набор искусственных трехкомпонентных акселерограмм с максимальным ускорением 0,35g, сгенерированных на основе расчетных спектров ЗПУ (рис.1) и требований ASCE 4-98. При расчете поэтажных спектров реакций, наряду с основными компонентами вычисляются также вторичные компоненты пространственной реакции и результирующая реакция вычисляется комбинацией пространственных основных и вторичных компонент. С целью учета неопределен-

ностей окончательные спектры расширяются согласно процедуры [12].

В регулирующих стандартах МАГАТЭ по оценке уровня сейсмической безопасности действующих станций особое значение придается к сбору и анализу зарегистрированных на площадке сейсмических событий, благодаря которым становится возможным получить как реалистические оценки, так и проводить валидацию результатов всего процесса анализа. Относительно Армянской АС, для проведения такого анализа послужили записи Спитакского землетрясения 07.11.1988г., зарегистрированного на площадке станции. Изначальный запись ускорения и спектр реакции землетрясения представлены на рис. 6.



Рис. 6. Запись ускорения Спитакского землетрясения (07.12.88), уровень -3.6м, Y-компонент, ОСП-акселерометр и спектр реакции

С целью валидации проведено сопоставление рассчитанных спектров со спектром реакции зарегистрированной акселерограммы (на уровне пола продольных этажей электроустройств первого энергоблока) Спитакского землетрясения 07.11.1988г. Сопоставление нормированных спектров записи с вычисленным поэтажным спектров на уровне фундамента при 3% и 5% затухания показаны на рис. 7.

## Выводы

В статье изложена процедура проведения переоценки сейсмической безопасности действующей атомной станции в соответствии с международно признанными современными подходами. Процесс переоценки регулируется согласно Программе переоценки, содержа-



Рис. 7. Сопоставление спектров зарегистрированного и рассчитанного ускорений

щей комплексные задачи исследований и оценок. На примере Армянской АС показаны отдельные результаты реализации Программы. С целью получения реалистических оценок и избежание излишнего запаса и консерватизма в расчетах поэтажных спектров реакции сооружения главного корпуса АС в расчетах учитывается динамическое взаимодействие сооружения с основанием. С целью уточнения параметров воздействий и валидации результатов анализа подчеркивается важность использования записей сейсмометрических станций.

По результатам реализации Программы переоценки сейсмической безопасности 2-го энергоблока Армянской станции, придерживаясь к современным подходам, удалось избежать больших затрат по усилению сооружений, систем и элементов станции.

#### Литература

1. НП-031-01, Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций.
2. МР 1.5.2.05.999.0027-2011. Нормы проектирования атомных станций на сейсмостойкость». Методические рекомендации. ОАО «Концерн Росэнергоатом. 2011.
3. IAEA Safety Guide NS-G-2.13. Evaluation of Seismic Safety for Existing Nuclear Installations.
4. IAEA Safety Reports No.66. Earthquake Preparedness and Response for NPPs.
5. DOE Standard 1020-2002. Natural Phenomena Hazards Design and Evaluation Criteria.
6. Technical Guidelines for the Seismic Re-evaluation Programme of the Armenian Nuclear Power Plant - Unit 2, IAEA, 1997.
7. Ф.О.Аракелян. Сводный отчет “Атомсейсмипроект”, До изучение сейсмических условий на площадке Армянской АЭС. Ереван, 1995.
8. Detailed Plant Seismic Walkdown of Selected Equipment and Components of the Armenian NPP, Report No. rep005-08, Prepared by Stevenson and Associates.
9. В.В. Костарев. Проведение детального сейсмического обхода Армянской АЭС – Блок 2, Отчет ARM9014-89032S, “ЦКТИ – Вибросейсм”, 2008.
10. ASCE Standard 4-98, Seismic Analysis of Safety-Related Nuclear Structures, 1998.
11. J. Lysmer, F. Tajirian, S. Vahdani and F. Ostadan. “SASSI - A System for Analysis of Soil- Structure Interaction”, University of California, Berkeley, (1983);
12. П.М. Задоян. Сейсмическая реакция с учетом динамического взаимодействия сооружения с грунтом. Труды Института Геофизики и Сейсмологии им. академика А.Г. Назарова, (к 100 летию академика А.Г. Назарова), Гюмри, 2008.

## РАСШИРЕННАЯ ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ЭКСПРЕСС-МЕТОДИКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВЫГОРАНИЯ ТОПЛИВА НЕГЕРМЕТИЧНОЙ ТВС

Вильхивская О.В., Лиханский В.В., Афанасьева Е.Ю., Сорокин А.А.

АО «ГНЦ РФ ТРИНИТИ», г. Москва, г. Троицк

Сагалов С.С., Куприянов В.Н., Момотов В.Н.

АО «ГНЦ НИИАР», г. Димитровград

### Введение

Данный доклад является продолжением серии работ [1-5], посвященных разрабатываемым инженерным моделям наработки изотопов цезия в зависимости от выгорания  $UO_2/(U, Gd)_2O_3$  топлива и оценки отношения их активностей. Использование этих моделей позволяет учесть особенности эксплуатации ТВС модернизированной конструкции в условиях более продолжительных топливных циклов на повышенной мощности энергоблоков с ВВЭР-1000. Наиболее чувствительным индикатором выгорания негерметичного топлива на реакторах типа ВВЭР является отношение активностей  $^{134}Cs/^{137}Cs$ , регистрируемое при спайк-эффектах активностей радионуклидов в теплоносителе первого контура. Поэтому важно развивать расчетно-теоретические методики, предназначенные для оценки концентраций изотопов цезия в топливе в течение кампании на АЭС, с целью надежного определения местоположения негерметичных ТВС в активной зоне.

В работе представлены результаты расширенной верификации расчетных соотношений активностей  $^{134}Cs/^{137}Cs$  в топливе негерметичного твэла и соседнего с ним твэла-свидетеля из отработавшей ТВСА-У с использованием как результатов послереакторных гамма-спектрометрических исследований, так и данных с АЭС по спайк-эффектам. Особенностью данной ТВС при анализе является значительная неравномерность среднего выгорания твэлов ( $39,2 \div 63,1$  МВт-сут/кгU) по её сечению. В работе также проведен анализ влияния истории облучения ТВС различной модификации, отработавших в активной зоне одного и того же энергоблока с ТВСА-У, на наработку соотношений активностей  $^{134}Cs/^{137}Cs$  в топливе тепловыделяющих элементов.

При использовании рассматриваемой методики по оценке выгорания негерметичного топлива, проведенный анализ показал важность учета истории линейных мощностей тепловыделяющих элементов в ТВС для определения диапазона проверяемых после останова реактора ТВС в целях исключения возврата негерметичной ТВС в активную зону.

### Параметры эксплуатации ТВСА-У

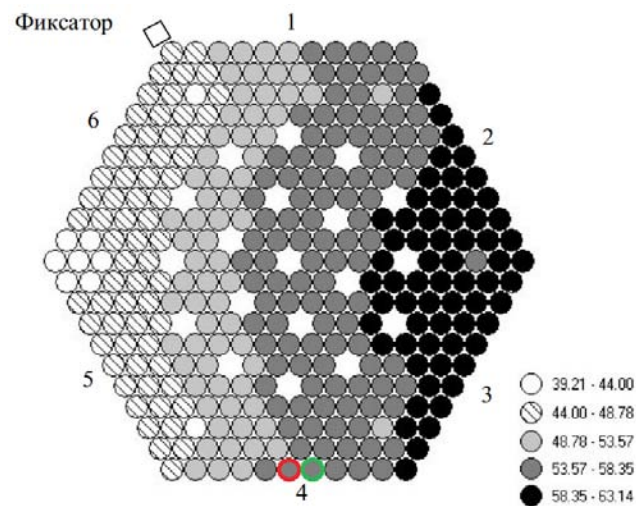
ТВСА-У эксплуатировалась в течение пяти последовательных топливных циклов (ТЦ). Топливный столб твэлов состоит из таблеток с начальным обогащением 4,4 масс.% по U-235, твэгов – 3,6 масс.% по U-235 и 5,0 масс.% ( $Gd_2O_3$ ). В нижней и верхней частях топливных элементов размещаются бланкеты из диоксида необогащенного урана. Основные данные по режимам эксплуатации и длительности плано-предупре-

тельного ремонта (ППР) после завершения каждого ТЦ приведены в таблице 1.

По результатам обработки данных измерений стендового контроля герметичности оболочек (КГО) твэлов после 4-го ТЦ сборка была признана негерметичной (н/г) с активностью  $\sim 1,0\%$  от критерия досрочной выгрузки, других н/г сборок среди проверенных не было обнаружено. Поскольку в стендовой пробе ТВСА-У удельная активность I-131 была меньше  $1,0 \cdot 10^{-6}$  Ки/кг, допускалась её дальнейшая эксплуатация. Сборка была оставлена в активной зоне для эксплуатации в течение 5-го ТЦ и выгружена по его завершении. В ходе послереакторных исследований (ПРИ) в АО «ГНЦ НИИАР» в составе сборки был обнаружен один н/г твэл в периферийном ряду (рисунок 1).

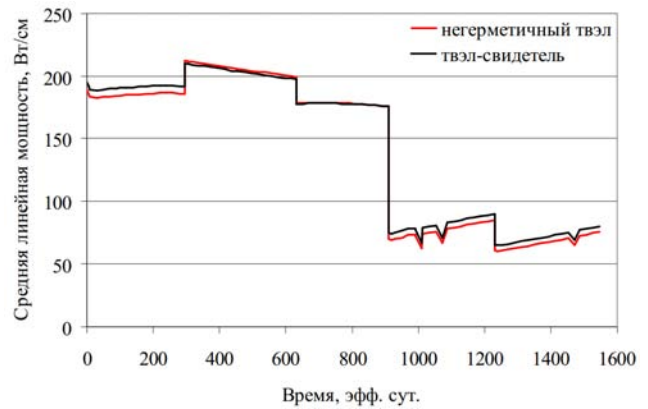
**Таблица 1.** Основные параметры эксплуатации ТВСА-У и характеристики топливных кампаний

Номер топливного цикла (условно)	1	2	3	4	5
Длительность, эфф. суток	296,8	334,8	279,2	322,1	313,37
Длительность, кал. суток	311,0	351,0	290,0	339,3	326,4
Расчетное выгорание на конец кампании, МВт·сут/кгU	11,30	28,88	41,49	48,56	53,7
ППР, суток	57	52	53	45	
Результат КГО	не проводилось	герметичная	не проводилось	негерм.	не проводилось



**Рис. 1.** Распределение среднего выгорания твэлов по сечению ТВСА-У на конец эксплуатации по данным АЭС (красным показано положение н/г твэла, зеленым – твэла-свидетеля)

Для ТВСА-У на АЭС были выполнены потвэльные нейтронно-физические расчеты. Средняя мощность н/г твэла и твэла-свидетеля (приведенная на эффективные сутки), согласно этим расчетам, показана на рисунке 2.



**Рис. 2.** Изменение средней линейной мощности н/г твэла и твэла-свидетеля при эксплуатации ТВСА-У

### Обработка данных КГО на работающем реакторе в ходе 4-го топливного цикла

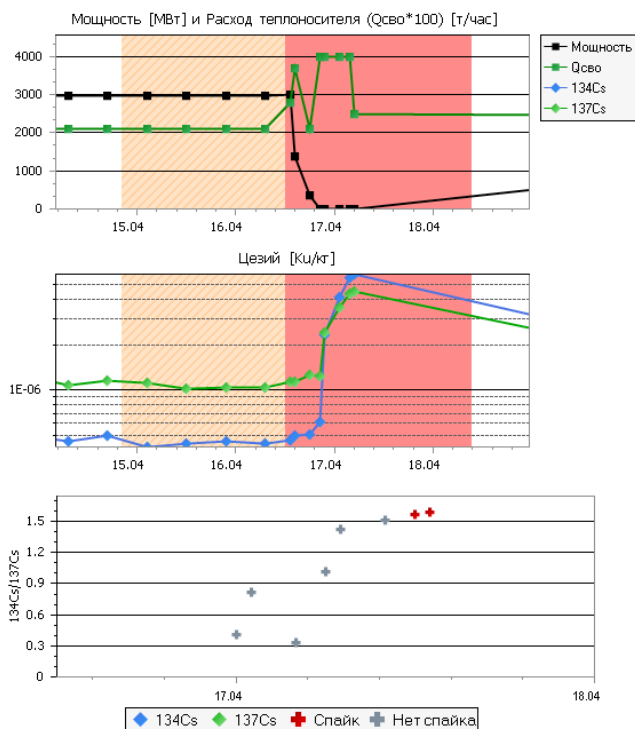
Предоставленные с АЭС данные по двум зарегистрированным на энергоблоке всплескам активностей реперных радионуклидов (спайк-эффектам) в теплоносителе первого контура в течение 4-го топливного цикла были обработаны с помощью Экспертной Системы (ЭС), разработанной в ГНЦ РФ «ТРИНИТИ», [1, 5]. Погрешность при измерении удельных активностей радионуклидов в ходе КГО на работающем реакторе составляла  $8 \div 10\%$ . Результаты обработки спайк-эффектов для активностей изотопов цезия в ЭС показаны на рисунках 3 и 4: на момент всплеска активности оцениваются с учетом фонового значения (оранжевая область), затем соотношение активностей Cs-134/Cs-137 отслеживается, в среднем, еще в течение 1-2 суток (красная область).

Наличие н/г топлива в активной зоне становится очевидным после спайк-эффекта при сбросе мощности реактора примерно на 208<sup>е</sup> сутки 4-го ТЦ (спайк-эффект наблюдался для всех долгоживущих реперных радионуклидов).

### Сравнение результатов расчетов с данными АЭС и НИИАР

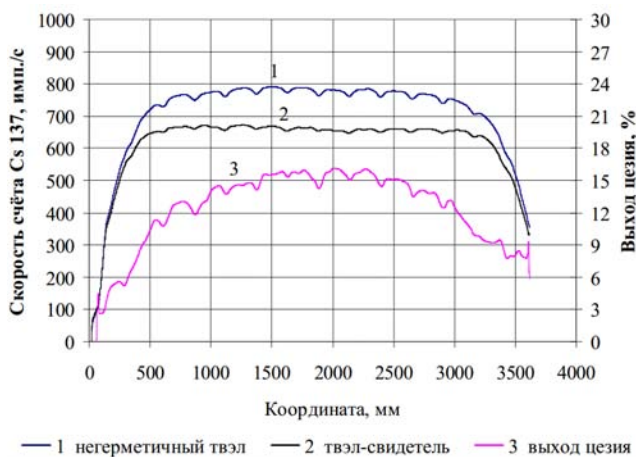
Для верификации моделей накопления изотопов цезия в топливе были обработаны данные АО «ГНЦ НИИАР» по гамма-сканированию топливных элементов ТВСА-У. Для оценки абсолютных значений  $\gamma$ -активности Cs-134 и Cs-137 у тепловыделяющих элементов сборки были сопоставлены результаты прецизионного гамма-сканирования и радиохимических исследований одного из твэлов отработавшей ТВС ВВЭР-1000, методика исследований которого подробно описана в работе [4].

Данные по среднему выгоранию твэла-свидетеля были получены методом сравнения скорости счета радионуклида <sup>137</sup>Cs в твэле и аттестованном стандартном образце с погрешностью  $\pm 10\%$ . По данным НИИАР, рассматриваемые твэлы имеют почти равное выгорание, и распределения немигрирующего продукта деления Ru-106 у них практически совпадают. Следовательно, в пределах погрешности методики гамма-сканирования, «вымывание» топлива из н/г твэла не произошло. Отличия в распределении продуктов деления Cs-137 по длине н/г твэла и твэла-свидетеля свидетельствуют о выходе летучих продуктов деления в



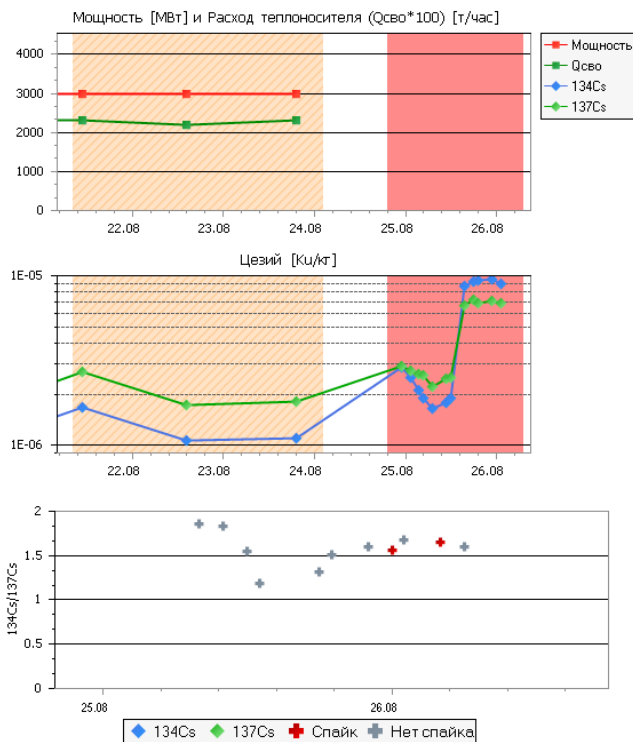
**Рис. 3.** Результаты обработки спайк-эффекта по активностям цезия в теплоносителе первого контура при промежуточном сбросе мощности реактора

теплоноситель за время эксплуатации в негерметичном состоянии. По оценкам, среднее по длине топливного сердечника значение выхода Cs-137 составило 12 %, максимальное – 16 % (рисунок 5).



**Рис. 5.** Распределения Cs-137 после сглаживания фильтром Гаусса и выход цезия по длине н/г твэла (данные НИИАР)

Результаты расчета по инженерной модели для соотношений активностей Cs-134/Cs-137 в топливе твэла-свидетеля и обработка результатов его гамма-сканирования (с учетом известного времени от выгрузки ТВС до момента измерений) представлены на рисунке 6. При расчетах было учтено время простоя реактора после каждого ТЦ для ППР, так как для уточнения соотношения активностей Cs-134/Cs-137 в топливе необходимо учитывать распады Cs-134 ( $T_{1/2}=2,04$  года), на рисунке 6-а этот эффект (спад соотношения активностей) показан после каждого ТЦ. Также на рисунке 6 показаны результаты обработки спайк-эффектов по данным АЭС



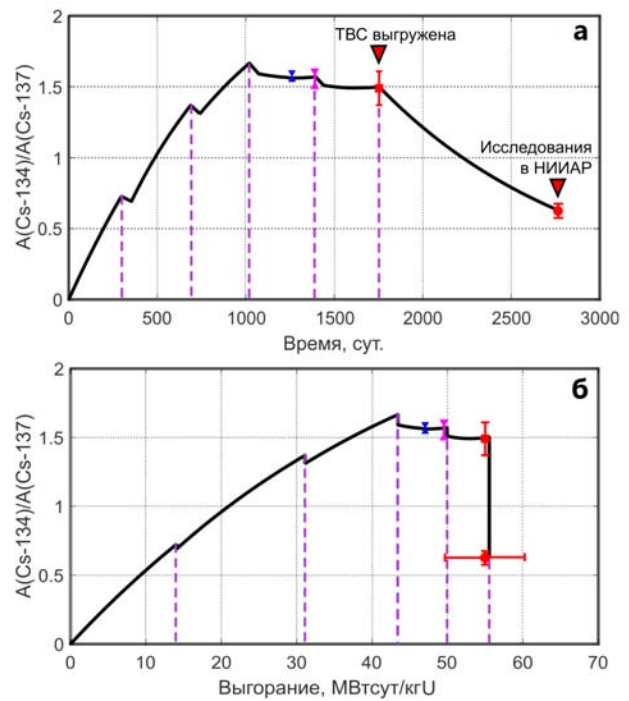
**Рис. 4.** Результаты обработки спайк-эффекта по активностям цезия в теплоносителе первого контура после останова реактора

для 4-го ТЦ, границы “интервалов” соотношений активностей Cs-134/Cs-137 соответствуют минимальному и максимальному зарегистрированным значениям при спайк-эффектах (приведенных на рисунках 3 и 4).

Также был проведен анализ влияния истории облучения ТВС различной модификации, отработавших в активной зоне одного и того же энергоблока, на соотношение активностей Cs-134/Cs-137 в топливе тепловыделяющих элементов. Для анализа были доступны данные по двум герметичным сборкам, близким по среднему выгоранию топлива с ТВСА-У, находившимся в активной зоне в течение 4-го ТЦ (таблица 2).

Вследствие неравномерного выгорания топлива по сечению рассматриваемых ТВС, для расчетов соотношений активностей Cs-134/Cs-137 в топливе из этих сборок были выбраны твэл и твэг, близкие по выгоранию к н/г твэлу (и твэлу-свидетелю) из ТВСА-У, для которых было проведено гамма-сканирование в НИ-ИАР. Данные по изменению линейной мощности, результаты сравнения расчетов по моделям в сравнении с результатами гамма-сканирования для выбранных топливных элементов были приведены в работе [4] для всего периода эксплуатации сборок с учетом простоя энергоблока в течение ППР. На рисунке 7 показаны результаты расчетов по моделям соотношений активностей Cs-134/Cs-137 в топливе выбранных твэлов и твэгов к моменту завершения 4-го ТЦ в сравнении с расчетом для топлива твэла-свидетеля из ТВСА-У.

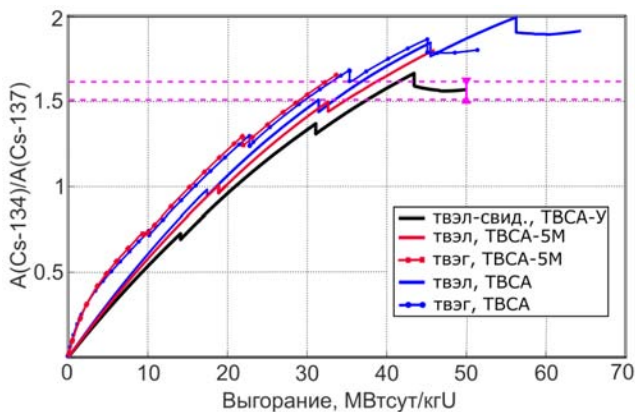
Результаты расчетов показали необходимость учета истории облучения ТВС и времени простоя реактора в течение ППР для более корректной оценки соотношения активностей Cs-134/Cs-137 в топливе для каждой топливной загрузки. На рисунке 7 видно, что топливо в твэле из состава ТВСА-5М (самом энергонапряженном) достигает значительного выгорания и высокого



**Рис. 6.** Соотношения активностей Cs-134/Cs-137 в зависимости от времени эксплуатации (а) и выгорания топлива (б): — расчет по модели для топлива твэла-свидетеля с учетом простоя энергоблока в течение ППР; ▼, ▽ — значения при регистрации спайк-эффектов в течение 4-го ТЦ; ■, • — результаты гамма-сканирования твэла в НИИАР, приведенные на дату выгрузки ТВС из реактора и дату измерения (пунктирные линии разделяют топливные циклы)

**Таблица 2.** Сведения по сборкам, находившимся в активной зоне в 4-ом ТЦ (рассматриваемом), для которых использованы результаты ПРИ в НИИАР

Модификация ТВС	Среднее начальное обогащение топлива по $^{235}\text{U}$ , вес. %	Количество твэлов/ твэггов, шт.	Отработано топливных циклов на конец рассматриваемого ТЦ	Расчетное среднее выгорание по ТВС, МВтсут/кгU по данным АЭС: на конец рассматриваемого ТЦ/конец эксплуатации
ТВСА-5М	4,81	306/6	3	42,59/65,40
ТВСА-У (н/г)	4,38	306/6	4	48,56/54,0
ТВСА	4,38	306/6	5	58,88/62,97



**Рис. 7.** Соотношения активностей  $^{134}\text{Cs}/^{137}\text{Cs}$  в зависимости от выгорания топлива по завершении 4-го ТЦ: расчеты по модели для топлива твэлов/твэггов показаны линиями; ▼ — значение при регистрации спайк-эффекта после завершения 4-го ТЦ

соотношения активностей Cs-134/Cs-137 уже по завершении третьего топливного цикла (для этой сборки) вследствие высокой средней мощности твэла (снижалась с 24 кВт/м в первом цикле до 17 кВт/м в третьем цикле).

Расчеты для твэла и твэга из ТВСА показали, что пониженная средняя мощность сборки в течение ее пятого ТЦ привела к менее интенсивной наработке изото-

пов цезия по сравнению с предыдущими кампаниями, в то время как распады Cs-134 значительно снижают концентрацию изотопа в топливе.

Расчетное соотношение активностей Cs-134/Cs-137 в топливе твэга со средним выгоранием ~34 МВтсут/кгU из состава ТВСА-5М близко к значению для твэла-свидетеля со средним выгоранием ~50 МВтсут/кгU из ТВСА-У. Этот факт может быть обусловлен особенностями во взаимодействии нейтронного потока с топливом твэггов в течение первого года эксплуатации, подробно рассмотренные в [2, 4], определяющие отличия в наработке изотопов цезия по сравнению с твэлами в зависимости от выгорания топлива.

## Заключение

1. Сравнение экспериментальных данных и расчетных соотношений активностей Cs-134/Cs-137 в топливе для ТВС с близким средним выгоранием, отработавших в рассматриваемом ТЦ, показало необходимость учета истории облучения и неравномерного выгорания твэлов и твэггов по сечению сборок для оценки наработки изотопов цезия. Такой подход важен при использовании данной методики для определения диапазона выгораний твэлов проверяемых после останова реактора ТВС в целях исключения возврата негерметичного топлива в активную зону.

2. Анализ экспериментальных данных [4] и результаты расчетов с помощью моделей для значений концентраций Cs-134 и Cs-137 в топливе твэлов и твэгов в зависимости от времени и условий эксплуатации ТВС показали необходимость учитывать особенности наработки изотопов цезия в топливе твэгов для более корректного прогнозирования выгорания топлива в случае его разгерметизации.

3. Сравнение результатов расчетов с применением инженерных моделей с экспериментальными данными показало, что модели позволяют достаточно хорошо прогнозировать соотношение активностей Cs-134/Cs-137 при повышенном выгорании топлива.

## Список литературы

1. В.В. Лиханский, О.В. Вильхивская, С.А. Токарев. Модернизация методики КГО на работающем реакторе по определению выгорания топлива негерметичной ТВС. Сборник трудов X Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 25–27 мая 2016 г., с. 20–23.

2. V.V. Likhanskii, I.A. Evdokimov, V.G. Zborovskii, A.A. Sorokin, S.A. Tokarev, and O.V. Vilkhivskaya. Modified versions of the fuel performance codes RTOP and RTOP-CA. Proceedings of the “Light Water Reactor (LWR) Fuel Performance Meeting” (Top Fuel 2016), Boise, USA, September 11–16 2016, p. 963–972.

3. V.V. Likhanskii, O.V. Vilkhivskaya, S.A. Tokarev. Modeling of burnup express-estimation for  $UO_2$ -fuel. *Nuclear Engineering and Design* (313), March 2017, p. 141–147.

4. V.V. Likhanskii, O.V. Vilkhivskaya et al. Engineering model for  $^{134}Cs$  and  $^{137}Cs$  production in Gd-doped fuel rods. Proceedings of the “Water Reactor Fuel Performance Meeting” (WRFP M 2017), Jeju Island, Korea, 10–14 September 2017.

5. V.V. Likhanskii, O.V. Vilkhivskaya et al. Engineering models for express-method of burnup evaluation of WWER-1000 fuel elements. Proceedings of the 12<sup>th</sup> International Conference on WWER Fuel Performance, Modelling and Experimental Support, Nessebar, Bulgaria, 16–23 September 2017.

## О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ РЕАКТОРОВ ВВЭР-440 ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВС С МИКРОТВЭЛАМИ

*Гришанин Е.И., Алексеев П.Н., Келин Г.Е., Падун С.П., Фонарев Б.И.  
НИЦ «Курчатовский институт»*

В данной работе рассмотрено применение ТВС с микровтэлами (МТ) в реакторах ВВЭР-440, например, Армянской АЭС с целью повышения их внутренней самозащищенности и продления срока службы.

В реакторах типа ВВЭР современной конструкции предусмотрены гидроемкости высокого давления с холодной водой, главные циркуляционные насосы (ГЦН) с большим выбегом защитные оболочки, ловушки расплавленной активной зоны и другие системы безопасности. В работах [1,2] показано, что применение МТ в реакторах типа ВВЭР **позволяет создать реакторы с реальной внутренне присущей безопасностью без перечисленных дорогих систем безопасности.** Применение МТ наиболее эффективно в АЭС первого поколения, не удовлетворяющих современным требованиям по обеспечению безопасности. Реакторы в таких АЭС не имеют защитных оболочек, гидроемкостей высокого давления для залива активной зоны в случае потери те-

плоносителя. Герметичные ГЦН в таких АЭС не имеют выбега необходимой длительности для обеспечения безкризисного охлаждения активной зоны при отключении всех ГЦН. Применение МТ в реакторах первого поколения, например, ВВЭР-440, позволяет повысить реальный уровень их безопасности выше самых современных АЭС без реконструкции, т. е. без введения в них гидроемкостей, ГЦН с большим выбегом и даже без защитной оболочки!

Технической основой для этого являются физико-химические свойства МТ с наружным слоем из карбида кремния, развитая поверхность теплообмена топлива с теплоносителем, а также особенности активной зоны реакторов типа ВВЭР, в которых теплоноситель одновременно является замедлителем.

Карбид кремния сохраняет высокую прочность и коррозионную стойкость до 1600°C и, следовательно, способен эффективно удерживать продукты деления при любых отказах активных средств охлаждения.

МТ имеют среднее время передачи тепла от топлива к теплоносителю примерно 0,03 секунды для диаметра 1,8 мм. Поэтому практически любая положительная реактивность, введенная за время большее 0,03 секунды, будет быстро компенсироваться за счет испарения теплоносителя-замедлителя. Этим уникальным свойством обладают только легководные реакторы (ВВЭР и корпусные кипящие) с активной зоной на основе МТ, непосредственно охлаждаемых теплоносителем. Перечисленные свойства МТ позволяют обосновать высокий уровень внутренней самозащищенности легководного реактора, при котором исключается существенный выход продуктов деления при тяжелых авариях, включая высокие сейсмические нагрузки, отказ активных систем охлаждения, введение большой реактивности, разрушение корпуса, падение тяжелого самолета, действия террористов или враждебного персонала.

**Карбид кремния не образует водород!**

ТВС с МТ целесообразно использовать в блоках ВВЭР-440, не имеющих защитной оболочки, с целью продления их безопасной эксплуатации выше проектного срока. ТВС с МТ могут применяться в действующих блоках АЭС без изменения конструкции реактора, причем возможна полная их унификация с традиционными сборками по габаритам, присоединительным элементам и тепло-гидравлическим и нейтронно-физическим характеристикам, а также постепенная замена традиционных ТВС.

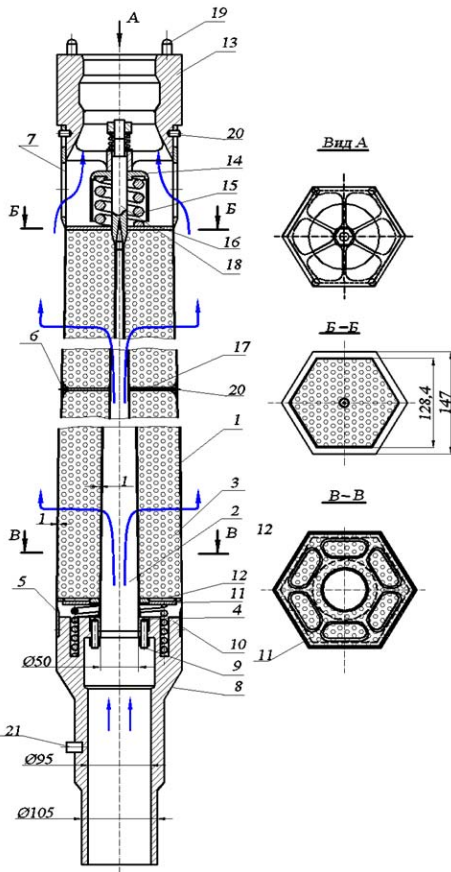
Конструкция ТВС с МТ и МТ приведены на Рис.1.

## Тепловыделяющая сборка с микровтэлами

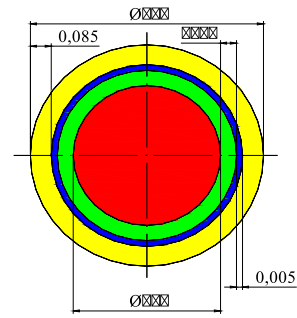
На Рис. 1 приведена конструктивная схема ТВС с поперечным обтеканием слоя МТ теплоносителем, разработанная для реактора ВВЭР-440.

ТВС включает наружный чехол 1 с перфорированными стенками толщиной 1 мм в виде шестигранной усеченной пустотелой пирамиды, внутренний чехол 2 в виде пустотелого конуса с перфорированными стенками толщиной 0,6 мм, засыпку МТ 3, расположенную между чехлами 1 и 2, хвостовик 8, пористую перегородку 17 и головку 13, а также подпружиненную крышку 16, и подпружиненное днище 12, обеспечивающие неподвижность засыпки МТ во всех режимах и при транспортировке. Входной коллектор расположен внутри чехла 2. Выходной коллектор расположен в зазорах между ТВС. Наружный чехол 1 жестко соединен с головкой 13, хвостовиком 8 и днищем 12. Внутренний





- 1-наружный чехол,
- 2-внутренний чехол,
- 3-засыпка МТ, 4-фланец,
- 5,6,7-переходники,
- 8-хвостовик, 9-шпилька,
- 10-пружина,
- 11-заглушка,
- 12-днище,
- 13-головка,
- 14-втулка, 15-пружина,
- 16- крышка,
- 17- пористая перегородка,
- 18-концевик конуса,
- 19-пружинный фиксатор,
- 20-штифт, 21-шпонка



- $\text{UO}_2$   $\gamma=10.4 \text{ g/cm}^3$
- Pyro Carbon  $\gamma=1.0 \text{ g/cm}^3$ ;  $\delta=60 \mu\text{m}$
- Pyro Carbon  $\gamma=1.8 \text{ g/cm}^3$ ;  $\delta=5 \mu\text{m}$
- SiC  $\gamma=3.2 \text{ g/cm}^3$ ;  $\delta=85 \mu\text{m}$

Рис. 1. ТВС с МТ и микротвэл ВВЭР-440. Синими стрелками показано движение теплоносителя

чехол 2 имеет возможность свободного перемещения в вертикальном направлении для того, чтобы исключить температурные напряжения в режимах тяжелых аварий. Все элементы конструкции выполнены из стали 0X18H10T кроме пружин. ТВС может быть унифицирована с ТВС действующих реакторов типа ВВЭР-440 по габаритам, присоединительным элементам конструкции, по теплогидравлическим и нейтронно-физическим характеристикам.

ТВС на Рис.1. работает следующим образом. Холодный теплоноситель поступает через хвостовик 8 внутрь чехла 2, раздается по высоте ТВС и через перфорацию чехла 2 поступает в засыпку МТ. Движение теплоносителя в засыпке происходит преимущественно в поперечном направлении. Нагретый теплоноситель выходит из засыпки МТ 3 через перфорацию в наружном чехле 1 поступает в зазор между соседними ТВС, выполняющим выходной собирающий коллектор. Далее нагретый теплоноситель через головку 13 выходит из ТВС.

Наружный чехол нагружен только весом засыпки массой 130 кг. За счет сводообразования действующая масса уменьшается примерно в 10 раз. Пористая перегородка 17 делит засыпку по высоте на две равные части. Это уменьшает нагрузку на стенки наружного чехла еще в два раза.

### Конструктивная схема микротвэла

МТ, приведенный на Рис.1, выполнен в виде шара диаметром 1.8 мм с сердечником из двуокиси урана и трехслойной оболочкой из высокотемпературных керамических материалов. Сердечник имеет диаметр 1.5 мм.

Внутренний слой пористого пиролитического графита является буфером, компенсирующим термиче-

ские напряжения и распухание топлива. В его порах накапливаются газовые продукты деления. Этот слой защищает последующие слои от потока осколков деления, вылетающих из топлива с большой кинетической энергией. Минимальная толщина буферного слоя определяется длиной пробега осколков деления в слое пористого пиролитического графита. Второй слой плотного пиролитического графита в основном предназначен для защиты внешних слоев от загрязнения ураном в процессе нанесения защитных слоев. Наружный слой из карбида кремния является коррозионно-стойким покрытием. Он также является прочноплотным слоем, обеспечивающим герметичность МТ.

Известно, что МТ в легководных реакторах работает при температуре 350-300°C, при которой исключается усадка слоя пиролитического графита и соответственно исключается его разрушение. При такой температуре выход газовых продуктов деления очень мал, а выход металлических продуктов деления исключается [3]. По расчету такой МТ эффективно удерживает продукты деления при выгорании более 10% т.я. при относительно тонких слоях защитных покрытий. Одновременно обеспечивается необходимая загрузка урана такая же, как в реакторах типа ВВЭР.

МТ, разработанный применительно к условиям активной зоны ВВЭР, имеет сердечник большого диаметра и относительно тонкую оболочку по сравнению с МТ, применявшихся в высокотемпературных реакторах. Относительно тонкая оболочка необходима для обеспечения топливной загрузки такой же, как в реакторах типа ВВЭР.

## Нейтронно-физические и теплогидравлические характеристики

Активная зона ВВЭР-МТ имеет практически гомогенную структуру и соответственно большее поглощение нейтронов в резонансах урана-238, которое не компенсируется большим накоплением плутония. Однако низкая температура топлива практически полностью компенсирует потерю реактивности. При выбранном диаметре сердечника и тонкой оболочке нейтронно-физические характеристики ВВЭР-МТ не уступают характеристикам активной зоны на основе стержневых ТВЭлов. На Рис.3 приведены результаты нейтронно-физического расчета для активной зоны ВВЭР-440 со стержневыми ТВЭлами и с МТ.

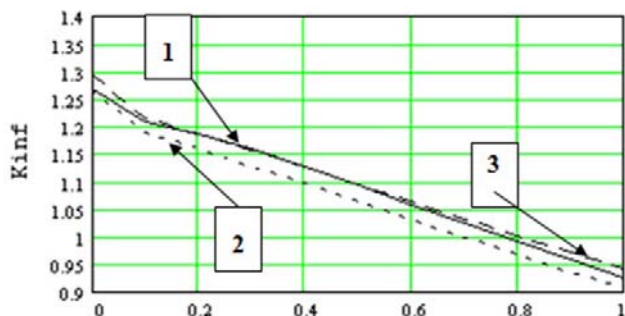


Рис. 3. Зависимость  $K_{inf}$  от выгорания. 1. ВВЭР-440,  $x=4\%$  2. ВВЭР-МТ,  $x=4,4\%$  3. ВВЭР-МТ,  $x=5\%$

Активная зона с МТ имеет в 7 раз большую поверхность теплообмена. Поэтому температура топлива и теплоносителя отличается всего на 10–20°C. Практически отсутствуют ограничения по кризису теплообмена.

Особенностью теплогидравлики ТВС с поперечным течением теплоносителя состоит в том, что потери давления сосредоточены в коллекторах, в которых скорость воды достигает 10–15 м/с. Потери давления в слое засыпки МТ в перфорациях чехлов составляют менее 2%. Геометрия коллекторов выбиралась из условия, чтобы потери давления были такими же как в ТВС со стержневыми ТВЭлами ВВЭР-440. Другой особенностью ТВС с МТ является то, максимальное приращение энтальпии имеет место примерно в центре по высоте активной зоны. Это обеспечивает эффективное регулирование мощности за счет повышения температуры и паросодержания теплоносителя, так как доплер-эффект не эффективен из-за незначительного изменения температуры топлива в МТ при изменения мощности. Эта особенность ТВС с МТ позволяет осуществить спектральное регулирование запаса реактивности на выгорание за счет кипения теплоносителя-замедлителя, т.е., работа без выгорающего поглотителя. В ТВС со стержневыми ТВЭлами это невозможно, потому, что кипение теплоносителя в них имеет место на периферии активной зоны, где воздействие на реактивность очень мало.

На Рис.4 приведены результаты расчета распределения относительного паросодержания для «свежей» ТВС ВВЭР-440 в режиме спектрального регулирования запаса реактивности на выгорание. Для расчета была разработана двухмерная программа по методике, описанной в работе [4]. При разработке методики использованы результаты эксперимента по исследованию гидравлических характеристик на крупномасштабной модели ТВС [5]. В программе семь радиальных подзон, в том числе входной коллектор, выходной коллектор и

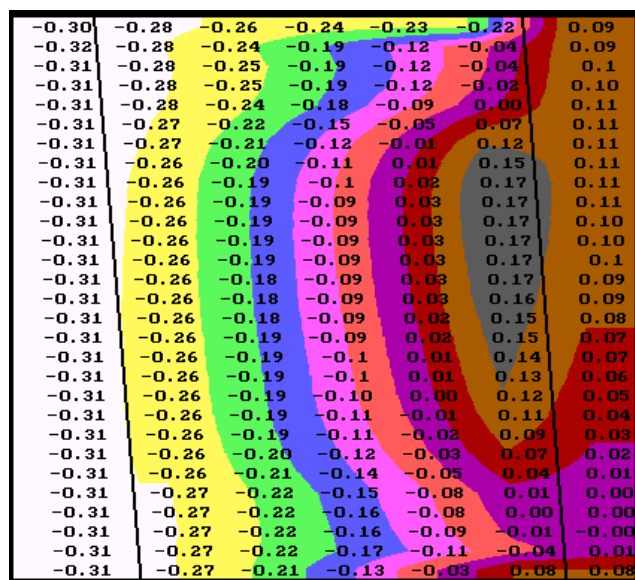


Рис. 4. Распределение относительного паросодержания в ТВС ВВЭР-440. Крайние радиальные зоны слева и справа соответственно входной и выходной коллекторы + пять радиальных зон в засыпке микротвэлов, стрелкой показан максимум паросодержания в засыпке МТ

31 узел по высоте активной зоны. На Рис 4 видно, что максимум паросодержания (17%) расположен преимущественно в центре по высоте ТВС радиальной зоне рядом с выходным коллектором. Паросодержание на выходе ТВС достигает 9%. Реализация спектрального регулирования позволяет повысить средне смешанную температуру на выходе реактора и соответственно повысить КПД паротурбинной установки.

## Характеристики безопасности.

Поведение активной зоны с МТ в аварийных режимах определяется, прежде всего, главным свойством МТ - способностью эффективно удерживать накопленную в них активность при высокой температуре. Кроме того, существенное значение имеет низкая температура топлива при работе в нормальном режиме и соответственно на порядок меньшая накопленная в активной зоне тепловая энергия, что является определяющим фактором поведения активной зоны в режимах с быстрой потерей теплоносителя. Отсутствие накопленного тепла позволяет обеспечивать прекращение цепной реакции в аварийных режимах без срабатывания поглощающих стержней за счет плотностного и температурного эффекта воды и обеспечить достаточное охлаждение активной зоны в режиме отключения ГЦН без добавочной маховой массы.

Второй особенностью активной зоны с МТ является очень быстрая передача тепла от топлива к теплоносителю - замедлителю. Среднее время передачи тепла из топлива в теплоноситель в МТ составляет (время запаздывания тепловых процессов) примерно 0,03 секунды. Для стержневого ТВЭла ВВЭР-440 диаметром 9,1 мм это время равно 3 секунды. Для активной зоны с МТ, непосредственно охлаждаемых теплоносителем, одновременно являющимся замедлителем, это означает очень быстрое срабатывание обратной связи по плотностному и температурному эффекту реактивности. Поэтому такая активная зона внутренне защищена от введения практически положительной реактивности. Та-

кое уникальное свойство внутренней защищенности свойственно только реакторам типа ВВЭР и кипящим реакторам, в которых замедлитель нейтронов является одновременно теплоносителем, непосредственно охлаждающим МТ.

Для обоснования концепции ВВЭР-МТ НИЦ КИ, НПО ЛУЧ, ВНИИАМ и рядом других предприятий был проведен комплекс НИОКР по обоснованию применения МТ в реакторах типа ВВЭР [3,4,5,6], который включает:

- исследование коррозионной стойкости различных материалов покрытий МТ в нормальных режимах (350°C, 19 МПа, водно-химический режим PWR, в течение 18 месяцев)[6];
- исследование коррозионной стойкости в условиях проектных аварийных режимах (перегретый пар 950°C, 14 суток)[7];
- исследование коррозионной стойкости в режимах тяжелых аварий (паровоздушная среда при температуре 1600°C в течение 6 часов) [7];
- испытания в исследовательском реакторе при выгорании 3,4%;
- теплогидравлические исследования шаровой засыпки ;
- аэродинамические исследования коллекторного эффекта в крупномасштабной модели сборки с шаровой засыпкой [5];
- конструктивные проработки тепловыделяющей сборки;
- оценки теплогидравлических и нейтронно-физических характеристик активной зоны на основе МТ;
- оценки характеристик активной зоны в проектных аварийных режимах и режимах тяжелых и гипотетических аварий.

Проведенные исследования подтверждают возможность применения МТ в легководных реакторах.

Применение МТ в реакторе типа ВВЭР-440 позволит продлить срок службы реакторов первого поколения за счет радикального повышения уровня защищенности, несмотря на то, что по сравнению с современными блоками ВВЭР-1000, образно говоря, блоки ВВЭР-440 являются техническим хламом. Но это вполне экономически выгодный проект, например, для Армянской АЭС и других АЭС с ВВЭР-440.

После ввода в эксплуатацию АЭС-2006 с максимальными развитыми защитными системами блоки ВВЭР-1000 тоже выстроились в очередь стать техническим хламом. Поэтому реализация ВВЭР-440 с МТ можно рассматривать как промышленный прототип для ВВЭР-1000 с МТ.

## Литература

1. Grishanin E.I., Phalkovski L.N. Conception of VVER reactors with coated particles, Actinides and the environment, NATO ASI Series, Series 2: Environment –Vol. 41, pp 155-177
2. Пономарев-Степной Н.Н., Кухаркин Н.Е., Филиппов Г.А., Фальковский Л.Н., Гришанин Е.И. и др. Перспективы применения микротвэлов в ВВЭР. «Атомная энергия», 1999, т. 86, вып. 6, с. 443–449
3. Котельников Р.Б. и др. «Высокотемпературное ядерное топливо». Атомиздат, Москва, 1978
4. Гришанин Е.И., Денисов Е.Е., Любин А.Я., Фальковский Л.Н. Разработка математической модели расчета параметров теплоносителя в тепловыделяющей сборке легководного реактора с микротвэлами. «Тяжелое машиностроение», № 9, с.11-20.
5. Виноградов О.С., Смирнов И.П., Тигарев. Гидродинамика кассет с шаровой засыпкой//Труды ЦКТИ 1977 г., Вып.145,с107-119.

6. Филиппов Г.А., Гришанин Е.И., Кондитеров М.В и др. Исследование коррозионной стойкости оболочек микротвэлов из карбида кремния и пироуглерода применительно к условиям работы легководных реакторов АЭС «Атомная энергия», т.10, вып.4, октябрь 2006, стр. 270 – 278.

7. Филиппов Г.А., Гришанин Е.И., Лебедев Ю.Е., Трубачев В.М., Фальковский Л.Н., Фонарев Б.И. Расчетная оценка коррозионной стойкости микротвэлов с оболочкой из карбида кремния в водной среде сверхкритического давления «Атомная энергия», 2007, т. 102, вып. 3, с. 168 – 173.

12. Н.Н.Пономарев-Степной, Ю.Г.Дегальцев и др. Реакторные испытания твэлов и микротвэлов ВТГР в ИАЭ им.И.В.Курчатова, ВАНТ. Серия Атомно-водородная энергетика и технология, 1977, вып.2(3), с.101-104.

## РЕАЛИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА ФЛЮЕНСА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНОВ С ЦЕЛЬЮ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ФНП

*Бородин П.Г., Хренников Н.Н., Газетдинов А.С.  
ФБУ «НТЦ ЯРБ», Москва*

Важным условием оценки радиационного ресурса невосстанавливаемого оборудования реакторов ВВЭР, в частности корпуса реактора (КР), является расчетный прогноз значений параметров радиационной нагрузки (флюенса быстрых нейтронов (ФБН), скорости накопления флюенса, числа смещений на атом).

В соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на АЭС, начиная с этапов пусконаладочных работ, должен вестись учет флюенса нейтронов на корпусе реактора. Этот параметр определяет ресурсный срок эксплуатации корпуса реактора в соответствии с расчетами на прочность и техническими условиями.

В целях реализации требований НД на АЭС с ВВЭР проводится внедрение процедуры мониторинга флюенса быстрых нейтронов в соответствии с положениями РД ЭО 1.1.2.29.0913-2012. Наличие такой процедуры, включая расчетную методику, позволяет организовать на АЭС учет флюенса и независимую его оценку.

### Подходы по учету и контролю ФБН на КР с ВВЭР в соответствии с требованиями нормативных документов

В соответствии требованиями п. 8.1.2 ПНАЭ-Г-002-86 [1], в качестве параметра радиационного повреждения металла оборудования (корпусов реакторов ВВЭР) принято использовать флюенс быстрых нейтронов с пороговой энергией больше 0,5 МэВ. Согласно требованиям п. 253 НП-089-15 [2], на АЭС, начиная с этапов пусконаладочных работ, должен вестись учет количества циклов работы оборудования, флюенса нейтронов, времени работы на мощности и других параметров, определяющих ресурсный срок эксплуатации оборудования в соответствии с расчетами на прочность и техническими условиями. Согласно требованиям п. 4.2.6.3 НП-006-16

[3] в отчетах по обоснованию безопасности АС с реакторами типа ВВЭР должны быть представлены распределения скорости накопления флюенса, величины флюенса нейтронов, повреждающей дозы в единицах числа смещений на атом на границах активной зоны на ВКУ, на внутренней поверхности корпуса реактора, в толще корпуса реактора в течение проектного срока службы. Контроль остаточного радиационного ресурса КР, согласно Приложению 2 РБ-007-99 [4], проводится путем учета и прогноза флюенса быстрых нейтронов в критических точках КР. При этом в п.3 Приложения 3 НП-089-15 [7] и в п. 2.7 РБ-007-99 [4] отмечено, что организацию учета флюенса быстрых нейтронов осуществляют эксплуатирующие организации. Контроль и экспериментальное обоснование флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов ВВЭР может проводиться в соответствии с РБ-018-01 [5].

Для учета требований нормативных документов при организации учета и контроля флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов ВВЭР разработан документ эксплуатирующей организации [6], который включает следующие положения:

- указания по учету флюенса быстрых нейтронов на корпусах при:
  - использовании реальных характеристик активной зоны и графика нагрузки в течение каждой кампании;
  - применении новых видов топлива;
  - повышении мощности;
  - удлинении межремонтного периода;
- требования к расчетной процедуре ФБН;
- требования по дополнению номенклатуры нейтронно-физических характеристик активной зоны данными, необходимыми для расчета флюенса;
- требования к экспериментальной валидации (и ее периодичности) расчетной процедуры с учетом конкретного типа загрузки активной зоны;
- указания по прогнозу ФБН на проектный срок службы и при продлении эксплуатации;
- требования к оценке неопределенности при учете и прогнозе ФБН;
- рекомендации по оптимизации расстановки топлива в активной зоне для уменьшения ФБН на корпусах.

## Процедура расчетного определения скорости накопления ФБН на КР

Процедура мониторинга характеристик поля нейтронов базируется на расчетных оценках ФБН, которые необходимо экспериментально подтверждать. Процедура расчета ФБН на КР ВВЭР реализована в автоматизированном расчетном модуле, который внедрен в комплекс программ (ПК) КАСКАД.

Для расчетов флюенса быстрых нейтронов ( $E > 0,5$  МэВ) на корпусе реактора ВВЭР разработана расчетная процедура, с использованием программного обеспечения (ПО) FASTER (Fluence Automatically Synthesized in Thickness of Equipment of Reactor).

Расчетная процедура предназначена для оценки расчетным путем скорости накопления флюенса нейтронов и других функционалов поля нейтронов в околокорпусном пространстве реактора типа ВВЭР. Методика, реализованная в ПО FASTER, основана на использовании результатов расчета переноса нейтронов методом дискретных ординат по программному средству (ПС) DORT с библиотекой констант BUGLE-96, который адаптирован и широко применяется для расчетов флюенса быстрых нейтронов на КР ВВЭР [7], [8]. Трехмерное решение задачи переноса нейтронов находится методом синтеза на основе решений задачи в двумерной геометрии для трех моделей.

Особенности использования и применения методики изображены на рисунке 1.

Программное обеспечение, реализующее расчет флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов типа ВВЭР [9], состоит из следующих составляющих:

- набор исходных данных для реализации расчета переноса нейтронов по ПС DORT;
- набор входных данных с нейтронно-физическими характеристиками для каждой конкретной кампании;
- аттестованное программное средство DORT;
- сервисная подпрограмма для подготовки модели источника нейтронов;
- сервисная подпрограмма для подсчета СНФ и ФБН;
- программная оболочка по управлению ПС и сервисными подпрограммами.

## Схема автоматизированного расчета

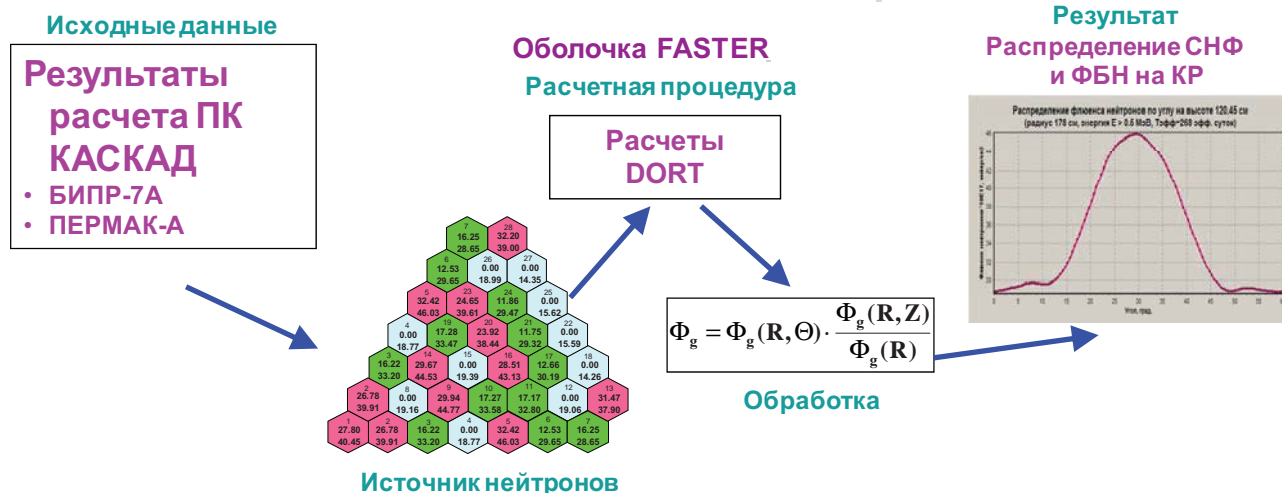


Рис. 1. Принципиальная схема автоматизированного расчета, реализованного в ПК FASTER

Расчетная процедура учитывает нейтронно-физические характеристики активной зоны и параметры работы реактора в конкретную реализованную кампанию. Исходными данными для подготовки источника нейтронов в ПО FASTER являются распределения выгорания топлива на начало и конец кампании. При этом учитываются изменения в зависимости от выгорания топлива: выход нейтронов деления; изменение концентрации делящихся изотопов; выход энергии на акт деления. В ПО FASTER реализован учет потвального распределения энерговыделения в двух рядах периферийных ТВС.

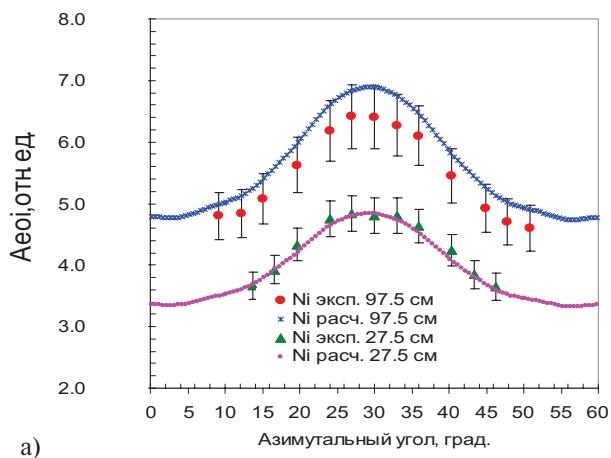
При подготовке исходных данных по составу материалов автоматически учитываются средние за кампанию значения входной и выходной температуры теплоносителя в реакторе.

Расчетная процедура обеспечивает оперативное и устойчивое решение (расчет групповых СНФ) с получением характеристик поля нейтронов по всему пространству с достаточной детализацией для оценки максимальных значений параметров КР и околорпусного пространства. Оценка флюенса проводится исходя из энерговыработки (эффективных суток работы реактора) и определенной расчетным путем скорости накопления флюенса. Предусмотрен вывод результатов расчета флюенса и СНФ быстрых нейтронов для трех позиций по толщине корпуса реактора: на внутренней поверхности,  $\frac{1}{4}$  толщины и внешней поверхности корпуса.

Таким образом, расчетная процедура на базе ПО FASTER в полной мере соответствует требованиям РД ОЭ 1.1.2.29.0913-2012 [6].

### Верификация и валидация процедуры расчета

Обязательным условием применения расчетной методики для оценок ФБН на КР энергоблока является ее тестирование экспериментальными данными, полученными при измерениях функционалов нейтронного поля в околорпусном пространстве. Реперные измерения, предназначенные для тестирования ПО FASTER, проведены в соответствии с рекомендациями [4] и [5]. Суммарная стандартная неопределенность оценки удельной активности НАД составляет в среднем 7 % для спектра быстрых нейтронов в области выше чем 0,5 МэВ. Тестирование методики заключается в сравнении результата расчета с результатами измерений.



Тестирование методики проведено для следующих реперных энергоблоков ВВЭР, для которых подготовлены расчетные модели, включенные в методику:

- энергоблок № 3 Кольской АЭС (КолАЭС-3) – реакторная установка (РУ) ВВЭР-440 проекта В-213, сравнение расчетов и измерений по азимуту на уровне сварного шва № 4 и центра активной зоны, а также по высоте всей активной зоны в азимутальном максимуме (30 градусов) при полной загрузке активной зоны;
- энергоблок № 2 Кольской АЭС (КолАЭС-2) – РУ ВВЭР-440 первого поколения (В-230), сравнение расчетов и измерений по азимуту на уровне сварного шва № 4 и центра активной зоны, а также по высоте всей активной зоны в азимутальном максимуме (7 градусов) при не полной загрузке активной зоны.
- энергоблок № 1 Ростовской АЭС (РстАЭС-1)– РУ ВВЭР-1000 проекта В-320, сравнение расчетов и измерений по азимуту на уровне высотного максимума и сварного шва № 3, а также по высоте всей активной зоны;
- энергоблок № 5 Нововоронежской АЭС (НВАЭС-5) – РУ ВВЭР-1000 проекта В-187, загрузка активной зоны и околорпусное пространство существенно отличается от серийного проекта В-320;
- энергоблок № 1 Нововоронежской АЭС-2 (НВАЭС-2-1) – РУ ВВЭР-1200 проекта В-392М, загрузка активной зоны 163 ТВС и околорпусное пространство существенно отличается от ВВЭР-1000.

На рисунках 2, 3 приведены распределения функционалов нейтронного поля, полученные при расчете по разработанной процедуре, а также показаны экспериментальные точки, полученные в местах проведения контроля. В таблице 1 приведены отношения расчетных (полученных при расчете по разработанной процедуре) к экспериментальным (из массива экспериментальных данных для реперных энергоблоков) активностей НАД. Для обоснования точности примененной в данном расчете методики для энергоблока НВАЭС-2-1 были привлечены результаты нескольких измерений на новых реакторах ВВЭР-1000, конструкционные особенности которых, были также использованы в качестве прототипов при разработке проектов ВВЭР-1200 и ВВЭР-ТОИ.

Видно, что расчет по разработанному ПО в целом (по всему пространству и по всем детекторам) близок к экспериментальным данным (в пределах 10 %) по всей высоте активной зоны за исключением точек вблизи границы или за границей активной зоны. Расчет для реакций

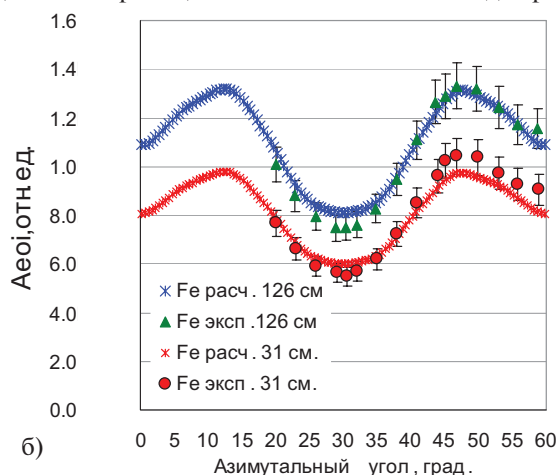


Рис. 2. Сравнение расчетных и экспериментальных активностей на АЭС с ВВЭР-440 (точки - эксперимент, линии- расчет): а) – КолАЭС-3, б) – КолАЭС-2

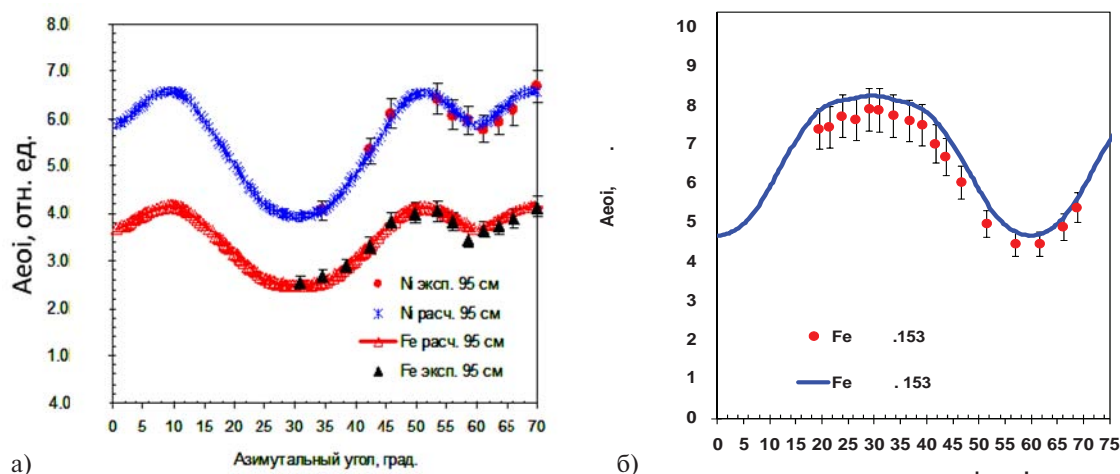


Рис. 3. Сравнение расчетных и экспериментальных активностей на АЭС с ВВЭР-1000 (точки - эксперимент, линии- расчет): а) - РстАЭС-1, б) – НВАЭС-5.

Таблица 1. Отношения расчетных к экспериментальным активностей НАД для внешней поверхности КР ВВЭР

АЭС - № энергоблока	Угол,	Высота,	<sup>54</sup> Fe(n,p)	<sup>58</sup> Ni(n,p)	<sup>46</sup> Ti(n,p)	<sup>63</sup> Cu(n,α)	<sup>93</sup> Nb(n,n')	Среднее
	град**		см*	Р/Э	Р/Э	Р/Э	Р/Э	
КолАЭС-3	30	25,7	1,06	1,04	0,98	1,05	1,07	1,04
	30	100	1,09		1,07	1,11	1,11	1,10
КолАЭС-2	45	34,9	0,98	0,92		1,02	0,95	0,97
	45	120,6	0,99	0,93		1,03	0,99	0,99
РстАЭС-1	56,1	95	1,01	1,01	0,97	1,03	1,05	1,01
	58,6	95	1,07	0,98	0,94	1,00	1,07	1,01
НВАЭС-5	41,7	153	1,08	1,04		1,11	1,01	1,06
	68,7	153	1,04	1,01		1,04	1,01	1,03
Среднее			1,04	0,99	0,99	1,05	1,03	1,02

\* - от низа активной зоны, \*\* - угол для сектора 60 градусов.

на железе-54 практически совпадает с экспериментом (3-5 %), но расхождение несколько увеличивается при удалении от центра активной зоны (до 10-15 %). Среднее значение отношения расчета к измерению, рассчитанного по всем точкам для каждого типа НАД (для всех реперных энергоблоков) не превышает  $\pm 10\%$ .

С целью проведения дополнительного анализа неопределенности расчетной методики для верификации расчета для ВВЭР-1200 были использованы последние результаты расчетно-экспериментальных исследований, полученные на реакторах ВВЭР-1000 для энергоблоков № 2 Ростовской и № 4 Калининской АЭС. В таблице 2 и на рисунке 4 показано сравнение расчетных и экспериментальных данных для энергоблоков № 2 Ростовской и № 4 Калининской АЭС.

Из результатов сравнения с несколькими независимыми измерениями можно сделать общий вывод - результаты расчета параметров радиационной нагрузки на внутренней и внешней поверхности корпуса реактора ВВЭР-1000 новых энергоблоков (с полной загрузкой

активной зоны ТВС-2М и ТВСА-PLUS) по использованной методике консервативны в среднем до 10 % в области максимальных значений (с учетом погрешности экспериментальных данных). Учитывая отсутствие на данный момент экспериментальных данных по ФБН быстрых нейтронов непосредственно для реакторов ВВЭР-1200 и ВВЭР-ТОИ, наличие вышеуказанного консерватизма вполне обосновано.

Таким образом, тестирование методики проведено для реперных энергоблоков с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000, и ВВЭР-1200. При асимптотических параметрах приближений, связанных с реализацией метода дискретных ординат, методическая погрешность расчета скорости накопления флюенса (т.е. методическая погрешность расчета переноса нейтронов от заданного источника) для реакторов типа ВВЭР составляет:

- не более  $\pm 10\%$  для нейтронов с энергией выше 0,5 МэВ на корпусе реактора;
- не более  $\pm 15\%$  для нейтронов с энергией выше 0,1 МэВ на корпусе реактора и ВКУ;

Таблица 2. Отношения расчетных к экспериментальным спектральным индексам для внешней поверхности КР ВВЭР

АЭС - № энергоблока	Угол**, град	<sup>54</sup> Fe(n,p)	<sup>58</sup> Ni(n,p)	<sup>46</sup> Ti(n,p)	<sup>63</sup> Cu(n,a)	<sup>93</sup> Nb(n,n')
РстАЭС-2	29,7	1,00	0,97	—	1,04	0,89
	53,3	1,00	0,96	—	1,03	0,88
КлнАЭС-4	34,6	1,00	1,05	0,99	1,03	1,02
	56,1	1,00	1,05	0,99	1,03	1,02
	58,6	1,00	1,00	0,96	1,02	0,96

\*\* - угол для сектора 60 градусов

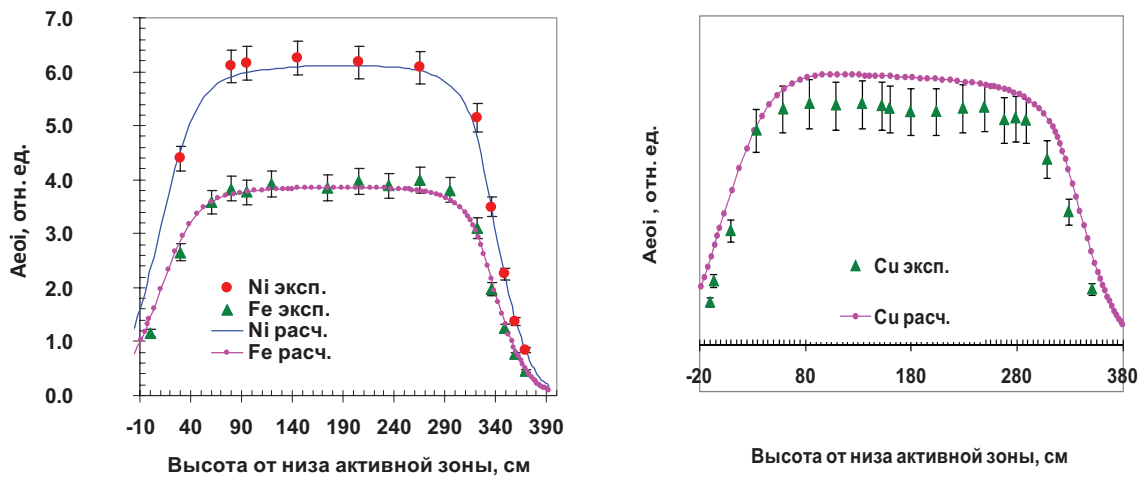


Рис. 4. Сравнение расчетных и экспериментальных активностей на АЭС с ВВЭP-1000 (точки - эксперимент, линии - расчет): а) - PстAЭC-2, б) – KlnAЭC-4.

- не более  $\pm 15\%$  для нейтронов с энергией выше 0,5 МэВ на ферме опорной ВВЭP-1000 и ВВЭP-440 (В-213) или стенке кольцевого бака ВВЭP-440 (В-230);
- не более  $\pm 20\%$  для нейтронов с энергией выше 0,5 МэВ на опорном кольце ВВЭP.

В соответствии с Приложением Г РД ЭО для реализации процедуры мониторинга флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов ВВЭP на АЭС должно быть предусмотрено ведение базы данных. Требования по ведению базы данных для обеспечения мониторинга флюенса быстрых нейтронов включают в себя реализацию основных положений по порядку и периодичности наполнения базы данных. В составе проекта Приложения к РД ЭО приведены следующие требования: к структуре и содержанию базы данных, к форматам хранения данных, к периодичности, порядку (средствам) наполнения и способам использования, контролю доступа и восстановлению данных. На рисунке 5 продемонстрирована предлагаемая к реализации структура базы данных, а также основные этапы её наполнения и использования.

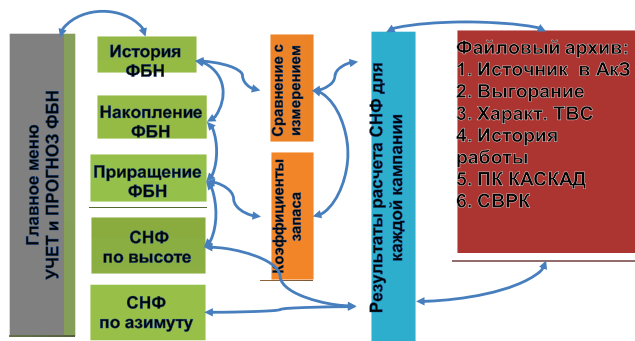


Рис. 5. Структура базы данных, для обеспечения мониторинга флюенса быстрых нейтронов.

Возможность реализации требований, приведенных в проекте Приложения к РД ЭО [2] протестирована по имеющимся данным по расчетам ФБН. Проведена апробация ведения и наполнения базы данных в рамках реализации процедуры мониторинга флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов ВВЭP. Разработан пошаговый алгоритм ведения и наполнения базы данных, который может быть использован на АЭС для обеспечения мониторинга флюенса быстрых нейтронов на

корпусах реакторов ВВЭP. Возможность реализации ведения и наполнения базы данных позволяет выполнить требования, изложенные в проекте Приложения к РД ЭО 1.1.2.29.0913- 2012 [2].

### Рекомендации по проведению мониторинга радиационной нагрузки оборудования ВВЭP

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов (например, НП-084-15 [10]) для облучаемых элементов АЭС необходимо проводить контроль текущего значения параметров нейтронного облучения в зонах контроля, полученного в результате мониторинга. Процедура по мониторингу характеристик поля нейтронов реализуемая в отношении основного незаменимого оборудования – корпусов реакторов (КР) российских ВВЭP. Однако другое незаменимое оборудование ВВЭP (например, внутрикорпусные устройства (ВКУ) и опорные конструкции реактора (ОКР)) на протяжении всего срока службы находятся под влиянием интенсивного нейтронного облучения, что также приводит к деградации материалов облученной радиационным повреждением. В работе также приведены рекомендации к необходимости и достаточности мониторинга радиационной нагрузки всего незаменимого оборудования ВВЭP.

Влияющим фактором на неопределенность прогноза изменения свойств оборудования ВВЭP может быть также спектр нейтронов (зависимость скорости накопления флюенса от энергии нейтронов). Влияние спектра на радиационное повреждение материала корпуса может быть оценено в исследовании взаимосвязи спектра и параметра «число смещений на атом» кристаллической решетки материала. С позиции консервативного подхода, там, где ослабление флюенса больше, чем ослабление СНА, более разумно использовать коэффициенты ослабления, полученные по СНА. Отношение значений СНА между внутренней поверхностью корпуса и контейнером с ОС более консервативно, чем отношение значений флюенса. Поэтому при экстраполяции результатов испытаний образцов-свидетелей на материал корпуса рекомендуется использовать коэффициент ослабления по СНА.

## Рекомендации по использованию параметра СНА и флюенса нейтронов и гамма-квантов при оценке обоснования радиационного ресурса

В соответствии с новыми подходами эксплуатирующей организации, согласно методикам обоснования сроков службы незаменимого оборудования, до 60 лет, оценка радиационного ресурса оборудования проводится путем сравнения фактических значений параметров радиационной нагрузки (флюенса, смещения на атом) с их предельными значениями. В соответствии с РБ-007-99 [3] в качестве критериев в оценке радиационного ресурса используются флюенсы и СНФ нейтронов. Радиационный ресурс оборудования, подверженного нейтронному облучению, определяется так:

$$\tau = \frac{[F]}{\Phi_{max}} \quad (1)$$

где:  $[F]$  – предельный допустимый флюенс нейтронов в характерной (критической) точке контрольного оборудования (например, для КР это сварные швы на уровне активной зоны, для ОКР – это внутренняя поверхность опорного кольца, для ВКУ – внутренняя поверхность выгородки);  $\Phi_{max}$  – принятая максимальная скорость накопления флюенса нейтронов в характерной точке контрольного оборудования.

Остаточный радиационный ресурс структур определяется так:

$$\tau = \frac{[F] - F_t}{\Phi_{max}} \quad (2)$$

где:  $F_t$  – накопленный флюенс нейтронов на момент проведения оценки в той же точке.

В соответствии с принципом оценки деградации свойств металла оборудования ВВЭР под действием радиационной нагрузки критическому свойству ставится в соответствие параметр радиационной нагрузки. Например, в соответствии с ПНАЭ-Г-002 критической температуре хрупкости ставится в соответствие флюенс быстрых нейтронов ( $E > 0,5$  МэВ). Таким же образом, можно также поставить в соответствие другой критерий радиационного повреждения, который неразрывно связан с ним по физическому смыслу, т.е. там, где есть флюенс нейтронов, есть и СНА от нейтронов и гамма-квантов. Тогда СНА от нейтронов или гамма-квантов можно записать в виде:

$$D = F(> 0) \cdot \int_0^{\infty} \sigma_d(E) \cdot f(E) dE =$$

$$F(\geq 0,5) \cdot \frac{F(> 0)}{F(\geq 0,5)} \cdot \int_0^{\infty} \sigma_d(E) \cdot f(E) dE =$$

$$F(\geq 0,5) \cdot SP \quad (3)$$

аналогично,

$$\frac{D}{c} = \Phi(\geq 0,5) \cdot \frac{\Phi(> 0)}{\Phi(\geq 0,5)} \cdot \int_0^{\infty} \sigma_d(E) \cdot f(E) dE = \Phi(\geq 0,5) \cdot SP \quad (4)$$

где:  $F(\geq 0,5)$  и  $\Phi(\geq 0,5)$  – флюенс и СНФ нейтронов или гамма-квантов с энергиями выше 0,5 МэВ;  $SP$  – фактор, учитывающий вклад спектра нейтронов или гамма-квантов в повреждения металла, с - секунда.

Рассмотрим оборудование и позиции, связанные с оборудованием (например, основной металл, сварные швы, ОКР, ВКУ). В этом оборудовании рассмотрим характерные точки, определенные в формуле (1), и обо-

значим их индексом «ХТ». Среди ХТ выделим реперную точку, например, максимум флюенса быстрых нейтронов ( $E > 0,5$  МэВ) в основном металле КР, характеристики которой будут использоваться для оценок предельных допустимых параметров облучения. Обозначим эту точку индексом «КР». Предельному допустимому флюенсу нейтронов в точке «КР»,  $[F_{KR}]$ , можно поставить в соответствие предельное допустимое значение СНА от нейтронов и гамма-квантов (например, их сумму),  $[D_{KR}]$ , в той же точке. Флюенсу нейтронов в точке «ХТ»,  $F_{ХТ}$ , можно поставить в соответствие значение СНА от нейтронов и гамма-квантов (например, их сумму),  $D_{ХТ}$ , в той же точке.

Радиационный ресурс в точке «ХТ» по аналогии с формулой (2) можно определить так:

$$\tau = \frac{[D_{KR}]}{D_{ХТ}/c} \quad (5)$$

Тогда, с учетом формул (3), можно записать:

$$\tau = \frac{[D_{KR}]}{D_{ХТ}/c} = \frac{[F_{KR}]}{\Phi_{ХТ}} \cdot \left( \frac{SP_{KR}}{SP_{ХТ}} \right) \quad (6)$$

где:  $\left( \frac{SP_{KR}}{SP_{ХТ}} \right)$  – фактор «спектра», характеризующий влияние отличия спектров нейтронов и гамма-квантов в разных точках структур на радиационное повреждение в этих точках.

Видно, что формула (6) отличается от формулы (1) фактором «спектра». Анализ формулы (6) показывает, что, если фактор «спектра» меньше единицы, тогда нормативная формула (1) дает неконсервативную оценку радиационного ресурса. И наоборот, если фактор больше единицы, тогда формула (1) консервативна. Таким образом, можно рекомендовать следующее: формула (6) должна использоваться при оценке ресурса структур по характерным точкам, у которых фактор «спектра» меньше единицы. Такие точки должны быть определены в расчетно-экспериментальном анализе для всего оборудования ВВЭР. На рисунке 5 показано распределение фактора «спектра» (отношение СНА к ФБН (с энергией больше 0,5 МэВ)) на выгородке ВВЭР-1200. Видно, что учет параметра «спектра» и использование СНА в качестве параметра радиационной нагрузки приводит к консервативности оценки остаточного ресурса выгородки до 15 %.

Видно, что формула (6) отличается от формулы (1) фактором «спектра». Анализ формулы (6) показывает, что, если фактор «спектра» меньше единицы, тогда нормативная формула (1) дает неконсервативную оценку радиационного ресурса. И наоборот, если фактор больше единицы, тогда формула (1) консервативна. Таким образом, можно рекомендовать следующее: формула (6) должна использоваться при оценке ресурса структур по характерным точкам, у которых фактор «спектра» меньше единицы. Такие точки должны быть определены в расчетно-экспериментальном анализе для всего оборудования ВВЭР. На рисунке 5 показано распределение фактора «спектра» (отношение СНА к ФБН (с энергией больше 0,5 МэВ)) на выгородке ВВЭР-1200. Видно, что учет параметра «спектра» и использование СНА в качестве параметра радиационной нагрузки приводит к консервативности оценки остаточного ресурса выгородки до 15 %.

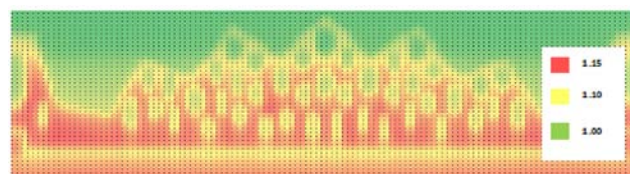


Рис. 6. Отношение СНА к ФБН (с энергией больше 0,5 МэВ) на выгородке ВВЭР-1200

### Выводы

Осуществление на АЭС учета и прогноза флюенса быстрых нейтронов на КР ВВЭР регламентируются требованиями нормативных документов. Реализация требований нормативных документов осуществляется при выполнении положений РД ЭО 1.1.2.29.0913-2012 [6].

Процедура учета и контроля ФБН на КР предусматривает наличие расчетного инструмента для проведения оперативных расчетов скорости накопления флюенса для каждой конкретной кампании.



Разработанная процедура оценки ФБН на КР, реализованная на основе ПО FASTER предназначена для оценки расчетным путем скорости накопления флюенса нейтронов и других функционалов поля нейтронов в околокорпусном пространстве реактора типа ВВЭР. Верификация процедуры расчета проведена путем сравнения результатов расчета по данной процедуре и измерений на внешней поверхности корпусов реперных энергоблоках ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, для которых получены наиболее приемлемые экспериментальные данные.

При совершенствовании процедуры и её применения к расчетам ФБН на КР реакторов ВВЭР-1200, а также при разработке требований и инструкций по ведению на АЭС с ВВЭР базы данных, предназначенных для реализации процедуры мониторинга флюенса быстрых нейтронов на КР ВВЭР. Наличие достоверной процедуры учета, включая расчетную методику и базу данных, позволяет организовать на АЭС учет флюенса и независимую его оценку, и тем самым контролировать остаточный ресурс КР.

На основании опыта использования подходов по контролю ФБН на КР и с учетом требований новых нормативных документов сформулированы рекомендации по проведению мониторинга радиационной нагрузки для различного оборудования ВВЭР. Реализация предложенных подходов по оценкам параметров радиационной нагрузки незаменимого оборудования (КР, ОКР, ВКУ) позволит выполнить требования нормативных документов и оценивать радиационный ресурс незаменимого оборудования.

#### Список литературы

1. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-002-86 – М.: Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. НП-089-15, утв. Приказом № 521, 17.12.2015, рег. № 41010 от 09.02.2016.
3. Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности атомной станции с реактором типа ВВЭР. НП-006-16, утв. Приказом № 53, 13.02.2017, рег. № 46663 от 10.05.2017.
4. Учет флюенса быстрых нейтронов на корпусах и образцах-свидетелях ВВЭР для последующего прогнозирования радиационного ресурса корпусов. РБ-007-99, Вестник Госатомнадзора России, № 1 (5), 1999, с. 2-14.
5. Методика нейтронного контроля на внешней поверхности корпусов водо-водяных энергетических реакторов АЭС. РБ-018-01 Вестник Госатомнадзора России, № 6 (19), 2001, с. 32-47.
6. Организация работ по учету и прогнозу флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов АЭС с ВВЭР. РД ЭО 1.1.2.29.0913-2012, АО «Концерн Росэнергоатом», 2012.
7. W.A. Rhoades, and R.L. Childs, "The DORT Two-Dimensional Discrete Ordinate Transport Code," Nucl.Sci.&Eng. 99, 1, (May 1988), pp.88-89.
8. J.E. White et al., "BUGLE-96: Coupled 47 Neutron, 20 Gamma-Ray Group Cross Section Library Derived from ENDF/B-VI for LWR Shielding and Pressure Vessel Dosimetry Applications," RSIC Data Library Collection, DLC-185, March 1996.
9. П.Г. Бородкин, Н.Н. Хренников, Ю.А. Рябинин, А.В. Шамов, В.А. Адеев Подходы по учету и контролю флюенса быстрых нейтронов на корпусах реакторов ВВЭР и опыт их использования в рамках процедуры мониторинга радиационной нагрузки оборудования ВВЭР. Сборник докладов десятой МНТК-2016 «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», г. Москва, 25-27 мая 2016 г.
10. Правила контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций. НП-084-15, утв. Приказом № 502, 07.12.2015, рег. № 41366 от 10.03.2016.

## ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ЯЭУ С ВВЭР-1200 ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СУТОЧНЫХ МАНЕВРЕННЫХ РЕЖИМОВ НА АЭС

*Выговский С.Б., Аль Малкави Рашидан Талал  
НИЯУ «МИФИ»*

*Кирип А.В.  
Нововоронежская АЭС*

Актуальность проводимых исследований обоснована следующими обстоятельствами. Для вновь строящихся АЭС с ВВЭР по проекту АЭС-2006 в России предполагается тестирование суточных режимов работы АЭС с маневрированием мощности в широком интервале их значений на НВАЭС-2 и ЛАЭС-2. Это необходимо для обоснования работоспособности энергоблока в маневренных режимах для некоторых зарубежных проектов АЭС с ВВЭР-1000(1200).

Сложность задачи заключается в том, что маневренные режимы с изменением мощности в течение суток приводят к возникновению нестационарного отравления активной зоны ксеноном и, как следствие, к ксеноновым колебаниям локальной мощности по объему зоны. В случае маневренных режимов стоит задача обеспечить управляемый процесс ксеноновых колебаний с целью не превышения полевых ограничений по локальной мощности в зоне и минимизацию водообмена в 1-ом контуре, который является очень затратной операцией на АЭС.

Для безопасной эксплуатации энергоблока с реактором ВВЭР-1000(1200) в маневренном режиме необходимо, чтобы реактор находился в устойчивом состоянии, и поддерживалось устойчивое пространственное распределение энерговыделений по объему активной зоны как в ночном, так в дневном режиме.

Количественной мерой устойчивости реактора служит аксиальный офсет (АО), поэтому показателем эффективности эксплуатации энергоблока с ВВЭР-1000(1200) является минимизация отклонения АО в ночном и дневном интервалах по времени от их стационарных значений, которые не сильно отличаются друг от друга. Стационарные значения устанавливаются из области разрешенных значений аксиального офсета близкими друг к другу, как в ночном, так и в дневном режиме.

Правда при реализации суточных режимов помимо задачи обеспечения устойчивости реактора и технической безопасности зоны есть и другая не менее важная задача: минимизация водообмена. В этом случае обеспечить минимальные отклонения от постоянного значения аксиального офсета мощности очень затруднительно. Поэтому для маневренных режимов используются разрешенной областью значений офсета, которая определяется офсетно-мощностной фазовой диаграммой, рассчитываемой для каждого момента кампании. Из этой диаграммы можно определить квазистационарные значения аксиального офсета для ночного и дневного режимов, которые могут быть, существенно, различными.

Поддержание текущей фазовой точки – значения офсета, – в рекомендуемой области диаграммы ограничивает изменение локальной мощности, а также сдер-

живает развитие аксиальных ксеноновых колебаний. На энергоблоках ВВЭР-1000, введенных в эксплуатацию после 2000 г., офсет-мощностная диаграмма является необходимым элементом информационной поддержки оператора. Диаграмма выводится на экран рабочего монитора оператора с помощью входящей в состав СВРК программы ИР. Данная программа оперирует офсетно-мощностной диаграммой, которая определяет разрешенную область значений офсета мощности.

Источником получения офсетно-мощностной диаграммы является полевые ограничения локальной мощности, которые должны быть меньше допустимых значений локальной мощности во всем объеме активной зоны. Под локальной мощностью понимается линейная тепловая мощность  $Q(i, j, k)$  на тепловыделяющий элемент, где  $i, j, k$  — номер высотного слоя активной зоны, номер ТВС, номер ТВЭЛ внутри ТВС соответственно. На локальную мощность  $Q$  накладываются ограничения  $Q_{lim}$ , которые зависят от типа тепловыделяющего элемента (ТВЭЛ или ТВЭГ), а также от положения в активной зоне и выгорания рассматриваемого участка тепловыделяющего элемента:  $Q(i, j, k) \leq Q_{lim}(i, j, k)$ . Однако не только это требование является необходимым условием определения разрешенной области значений офсета для реализации суточных маневренных режимов. Другим условием является необходимость минимизировать отклонения значений локальной мощности в различных состояниях активной зоны от стационарных значений на номинальной мощности, при которых надежно достигается не превышение локальной мощности их полевых ограничений по объему активной зоны по данным СВРК. Выполнение этого условия не приводит к накоплению усталостных повреждений в топливных элементах при циклических нагрузках во время маневренного режима и позволяет, практически без ограничения по числу циклов, проводить маневрирование мощности реактора. Определение этого условия и разработка метода офсетно-мощностной фазовой диаграммы для управления распределением энерговыделений в активной зоне принадлежит РНЦ «КИ» и ВНИИМ ([1]).

В соответствие с разработанным методом для выполнения указанного выше условия служит выражение для зависимости оптимального значения АО от мощности, которое минимизирует отклонение линейных нагрузок на топливо при изменении мощности:

$$AO_c = -2,6 + (AO_1(W_0) + 2,6)W/100$$

$W$  — текущая мощность реактора, %;

$W_0$  — номинальная мощность реактора, %;

$AO_c$  — значение офсета при текущей мощности для оптимального распределения;

$AO_1$  — значение равновесного офсета при номинальной мощности для оптимального распределения.

Обеспечить значения оптимального офсета в различных состояниях активной зоны затруднительно. Поэтому определяется некоторая область разрешенных значений офсета в отклонениях от оптимальных значений  $AO_c$ , которые составляют при номинальной мощности значения  $\pm 5\%$ :

$$AO_1 = -2,6 + (AO_c + 7,6)100/W$$

$AO_1$  — верхняя граница коридора разрешенных значений АО;

$$AO_2 = -2,6 + (AO_c - 2,4)100/W$$

$AO_2$  — нижняя граница коридора разрешенных значений АО.

Величины  $AO_1$  и  $AO_2$  определяют область разрешенных значений аксиального офсета-офсетно-мощностную фазовую диаграмму. Приведем пример такой области для стационарной кампании 12-ти месячной топливной загрузки 6-го блока НВАЭС на 320эфф.суток.

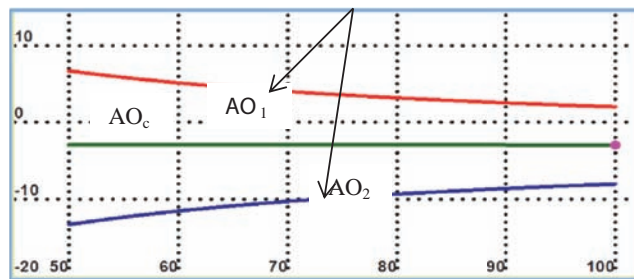


Рис. 1. Офсетно-мощностная фазовая диаграмма. Центральная линия определяет зависимость аксиального офсета от мощности для оптимальной траектории высотного распределения энерговыделений с минимальными отклонениями локальной мощности друг от друга в различных состояниях активной зоны.

Если для получения офсетно-мощностной диаграммы использовать только требование не превышения полевых ограничений локальной мощности в объеме зоны по данным СВРК без учета усталостных накоплений в топливе, то можно получить гораздо более широкий коридор для значений аксиального офсета при малых значениях мощности реактора. Правда, реализация такого режима возможна только для единичных случаев, например при аварийном отключении большого количества потребителей.

Расчет офсетно-мощностной фазовой диаграммы без учета усталостных накоплений в топливном элементе основан на использовании данных СВРК по значениям линейным тепловым нагрузкам на ТВЭЛ в контрольных точках активной зоны в данный момент кампании. В основе лежит выполнение неравенства по всему объему зоны:  $QL(x,y,z) < 0,98QL_{lim}(x,y,z)$  и неравенства для объемных коэффициентов неравномерности энерговыделений  $Kv(x,y,z)$  в соответствии с Техническим Регламентом, которое выглядит следующим образом:

$$Kv(x, y, z) < \frac{Kv_{lim}(x, y, z)}{0,17 + 0,83W / W_0}$$

$W$  — текущая мощность,  $W_0$  — номинальная мощность.

Проинтегрируем левую и правую часть данного неравенства по объему нижней половины активной зоны и по объему верхней половины. Получим:

$$Kv_{низ} < \frac{Kv_{lim_{низ}}}{0,17 + 0,83W / W_0},$$

$$Kv_{верх} < \frac{Kv_{lim_{верх}}}{0,17 + 0,83W / W_0},$$

$$Kv_{низ} + Kv_{верх} = 2$$

$$AO(\%) = \frac{Kv_{верх} - Kv_{низ}}{Kv_{верх} + Kv_{низ}} * 100$$

$$AO(\%) > \left(1 - \frac{Kv_{lim_{низ}}}{0,17 + 0,83W / W_0}\right) * 100,$$

$$AO(\%) < \left(\frac{Kv_{lim_{верх}}}{0,17 + 0,83W / W_0} - 1\right) * 100$$

Из этих неравенств получим выражения для нижней и верхней границы разрешенного коридора значений аксиального оффсета:

$$AO_2 = \left(1 - \frac{Kv_{\text{lim низ}}}{0.17 + 0.83W / W_0}\right) * 100,$$

$$AO_1 = \left(\frac{Kv_{\text{lim верх}}}{0.17 + 0.83W / W_0} - 1\right) * 100$$

Соответственно выражения для проинтегрированных предельных коэффициентов неравномерности энерговыделений для низа и верха зоны выглядят следующим образом:

$$Kv_{\text{lim низ}} = \frac{1}{7Q_{\text{средн}}K_N K_{\text{ниж}} K_{\text{изг}}} \times \left\{ 4 \sum_{i=1}^3 \min \left\{ \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y))}{S_i Kk_{\text{max}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y),x,y)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)} dx dy \right\} + 2 \min \left\{ \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y))}{S_i Kk_{\text{max}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y),x,y)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)} dx dy \right\} \right\},$$

$$Kv_{\text{lim верх}} = \frac{1}{7Q_{\text{средн}}K_N K_{\text{ниж}} K_{\text{изг}}} \times \left\{ 4 \sum_{i=1}^7 \min \left\{ \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y))}{S_i Kk_{\text{max}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y),x,y)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)} dx dy \right\} + 2 \min \left\{ \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y))}{S_i Kk_{\text{max}1}^{\text{ТВЭЛ}}(bn(x,y),x,y)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}2}^{\text{ТВЭЛ}}(bn)} dx dy, \int_{S_i} \frac{Q_{\text{lim}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)}{S_i Kk_{\text{max}}^{\text{ТВЭГ}}(bn)} dx dy \right\} \right\},$$

$K_{\text{изг}}$  – коэффициент неточности из-за азимутального изгиба ТВС = 1.01

$K_N$  – коэффициент неточности расчета и поддержания мощности = 1.07

$K_{\text{ниж}}$  – коэффициент неточности расчета пространственного распределения нейтронного поля в объеме активной зоны = 1.12

$Kk_{\text{max}S_i}^{\text{ТВЭЛ}1}(bn(x,y),x,y)$  – максимальный коэффициент неравномерности мощности ТВЭЛ основного размещения по сечению ТВС с координатами x-y в области реактора с I-м ДПЗ

$Kk_{\text{max}S_i}^{\text{ТВЭЛ}2}(bn(x,y),x,y)$  – максимальный коэффициент неравномерности мощности ТВЭЛ периферийного размещения по сечению ТВС с координатами x-y в области реактора с I-м ДПЗ

$Kk_{\text{max}S_i}^{\text{ТВЭГ}}(bn(x,y),x,y)$  – максимальный коэффициент неравномерности мощности ТВЭГ по сечению ТВС с координатами x-y в области реактора с I-м ДПЗ

$Q_{\text{lim}1}(bn(x,y))$  – предельное значение линейной нагрузки на ТВЭЛ в области реактора с I-м ДПЗ при средней глубине выгорания топлива по сечению ТВС с координатами x-y в данном сечении.

Для внутренних и периферийных ТВЭЛ и для ТВЭГ в составе ТВС имеется таблица предельных линейных тепловых нагрузок на свежее топливо в семи контрольных точках по высоте активной зоны. Эти таблицы подготовлены Главным Конструктором реакторной установки. Помимо этого существуют таблицы коэффициентов коррекции линейных тепловых нагрузок на топливо в зависимости от глубины выгорания, которые представлены заводом-изготовителем топлива.

Наложение полевых ограничений по высотному распределению на распределение ограничений от глубины выгорания при знании распределения глубины выгорания по ТВЭЛ и ТВЭГ позволяет определить полевые ограничения в произвольный момент кампании. Для этого служит программный комплекс ПЕРМАК в составе СВРК

Приведем пример разрешенной области значений аксиального оффсета, полученной только по данным СВРК для той же стационарной топливной загрузки 6-го блока НВАЭС на 320эфф.суток. Для сопоставления ниже на Рис.2 показаны обе диаграммы, полученные на разных подходах.

Из сопоставления приведенных выше офсетно-мощностных диаграмм видно, что разрешенный коридор для значений аксиального оффсета в ночном режиме по методике РНЦ «КИ» гораздо меньше коридора, полученного прямым образом по данным СВРК. В дневном режиме разрешенные коридоры, полученные по разным методикам сопоставимы. Конечно штатный подход, основанный на обеспечении двух ограничений по топливу, является более верным, и поэтому исследование различных алгоритмов управления должно строиться на данном подходе.

Помимо использования офсетно-мощностной диаграммы для контроля безопасной эксплуатации нужно обеспечить не превышение указанных ниже параметров предельно допустимых значений:

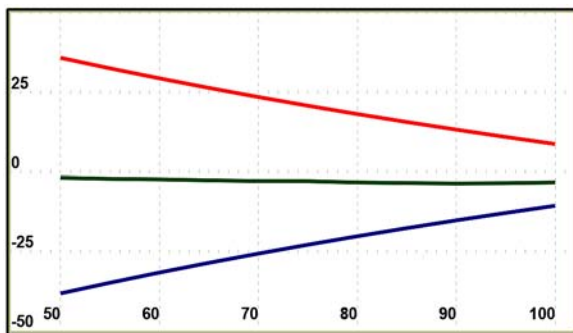
$T_{cl}$  – температура наружной поверхности оболочки твэла, °С;

$T_{\text{fuel}}$  – температура топлива в центре топливной таблетки, °С;

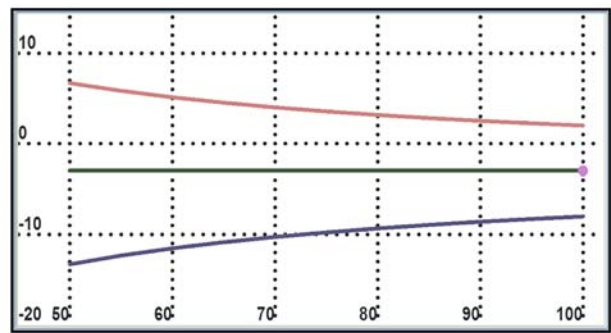
$Q_{\text{ТВЭЛ}}$  – линейная тепловая нагрузка на твэл, Вт/см;

DNBR – коэффициент запаса до кризиса теплообмена на поверхности твэла, равен отношению критического теплового потока к текущему потоку в контрольной точке активной зоны. Критический тепловой поток определяет начало кризиса теплообмена.

Для обеспечения нормальной эксплуатации активной зоны, в первую очередь, должны выполняться следующие неравенства:



а



б

Рис. 2. Офсетно-мощностная фазовая диаграмма: а – по штатной методике; б – только по данным СВРК

$\max(T_{cl}) - (T_{st}(P-1K)+2) < 0$ , где  $T_{st}(P-1K)$  – температура насыщенной воды при давлении теплоносителя в 1-ом контуре,

$\max(Q_{1ТВЭЛ} - 0.95Q_{1ТВЭЛlim}) < 0$  – по всем контрольным точкам зоны,

$\min(DNBR) > 1.35$  – по всем контрольным точкам зоны.

Расчетные исследования проводились по п/к ПРОСТОР ([2], [3]). Программный комплекс «ПРОСТОР» предназначен для проведения взаимосогласованных нейтронно-физических и тепло-гидравлических расчетов стационарных и нестационарных процессов в оборудовании РУ АЭС с ВВЭР-1000(1200), моделирование в полном объеме работы систем управления и защиты на действующих АЭС. Программный комплекс «ПРОСТОР» является программным ядром моделей 1-го контура в составе ПМТ 2, 3, 4 энергоблоков Калининской АЭС и 3 и 4 энергоблоков Ростовской АЭС, также ПРОСТОР используется в составе анализатора режимов реакторной установки с реактором ВВЭР в ЯФЛ Калининской АЭС и в УТП НВАЭС. Программный комплекс «ПРОСТОР» может быть использован для расчетного сопровождения эксплуатации оборудования РУ, для расчетного анализа различных технических решений при модернизации оборудования РУ, совершенствования эксплуатации и алгоритмов управления на действующих АЭС, а также уже используется в учебных целях в УТП и Высшей Школе.

Комплекс ПРОСТОР прошел верификацию по многим экспериментальным и расчетным данным АЭС при выполнении программ прямо-сдаточных испытаний

указанных ПМТ и анализаторов. Результаты верификации модели РУ в полном объеме находятся в аттестационных материалах РОСТЕХНАДЗРА. Что касается погрешностей расчета основных нейтронно-физических и тепло-гидравлических характеристик активной зоны, то можно утверждать, что они не превышают погрешностей расчета по программам «БИПР-7А», «NOSTRA» и «ИР». Ниже приводятся результаты верификации программного комплекса ПРОСТОР на основе сопоставления расчетных данных, полученных по ПРОСТОР, с экспериментальными и расчетными данными, полученными для различных энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000(1200) и по штатным программам сопровождения при моделировании ксеноновых процессов в реакторах ВВЭР-1000(1200).

Это было сделано для демонстрации качества моделирования по программному комплексу ПРОСТОР именно нестационарных ксеноновых процессов в активной зоне, которые являются главной особенностью суточных маневренных режимов.

При формировании алгоритмов управления суточных режимов с целью минимизации затрат водообмена необходимо использовать максимальным образом температурное регулирование и заметное изменение положений управляющих групп. Изменение положения ОР СУЗ в ночном и дневном режимах определяется офсетно-мощностной диаграммой. Главным образом, положения групп ОР существенно меняется при переходе из дневного режима в ночной режим.

При использовании разрешенного коридора значений офсета по штатной методике 12 группу нужно

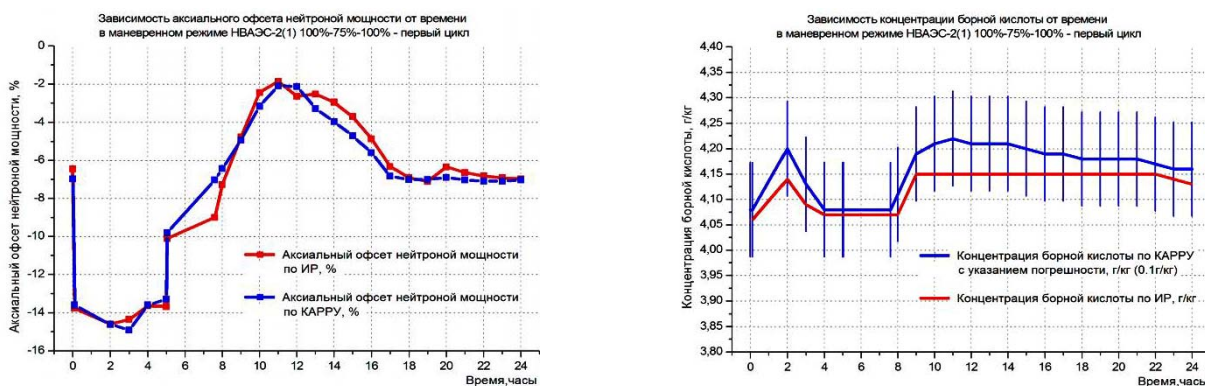


Рис. 3. Зависимость аксиального офсета нейтронной мощности и критической концентрации борной кислоты от времени, рассчитанная по программе ИР и ПРОСТОР для момента 1-ой кампании энергоблока № 1 НВАЭС-2 на 80 эффективных суток для первого цикла маневренного режима 100%-75%-100% от номинальной

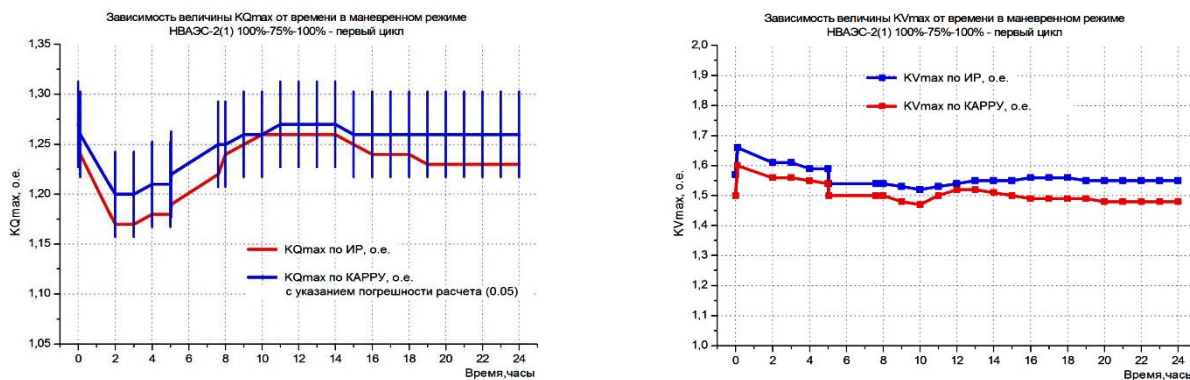
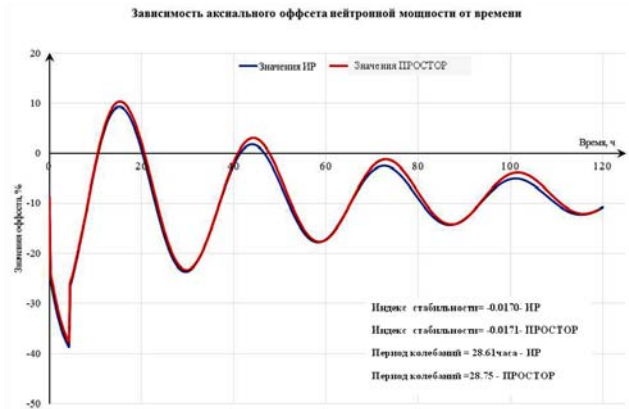
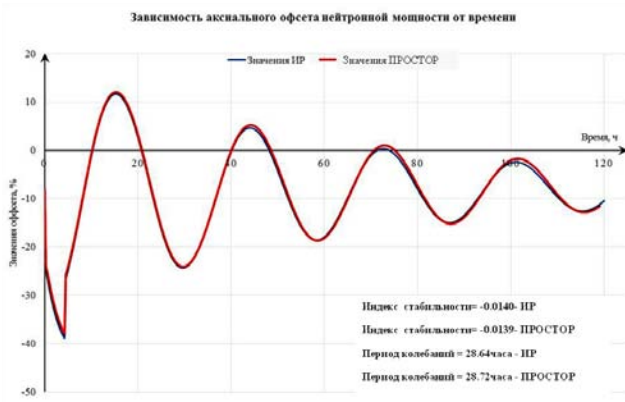
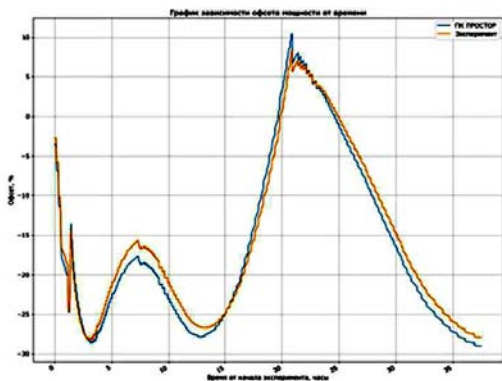


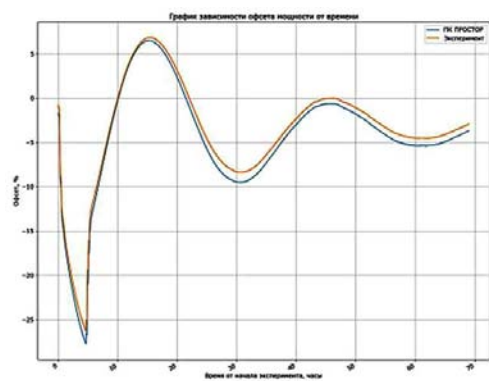
Рис. 4. Зависимость максимального коэффициента неравномерности энерговыделений по объему активной зоны (KVmax) и по ТВС (KQmax) от времени, рассчитанная по программе ИР и ПРОСТОР для момента 1-ой кампании энергоблока № 1 НВАЭС-2 на 80 эффективных суток для первого цикла маневренного режима 100%-75%-100% от номинальной.



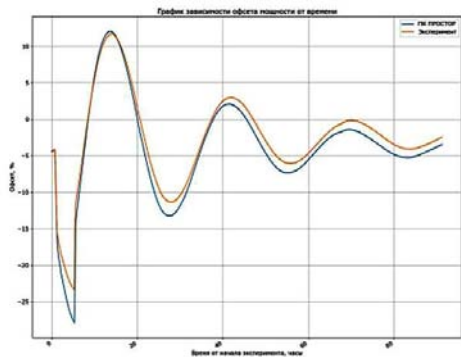
**Рис. 5.** Результаты моделирования свободных ксеноновых колебаний по ПРОСТОР и ИР для 1-ой кампании 1 блока НВАЭС-2 на 30 и 40эфф.суток при 75% номинальной мощности.



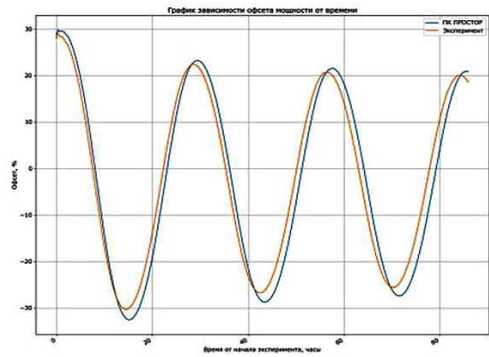
**Рис. 6.** Результаты моделирования переходного процесса с 40% на 75% номинальной мощности для 1-ой кампании 3 блока Ростовской АЭС. Поведение аксиального оффсета



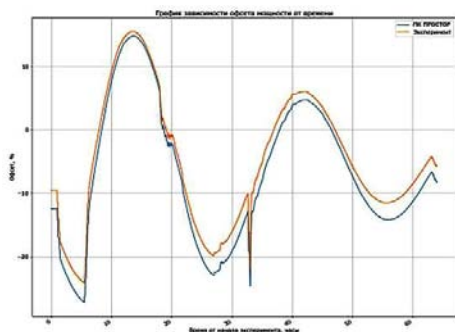
**Рис. 7.** Результаты моделирования свободных ксеноновых колебаний на 75% номинальной мощности для 1-ой кампании 3 блока Ростовской АЭС. Поведение аксиального оффсета



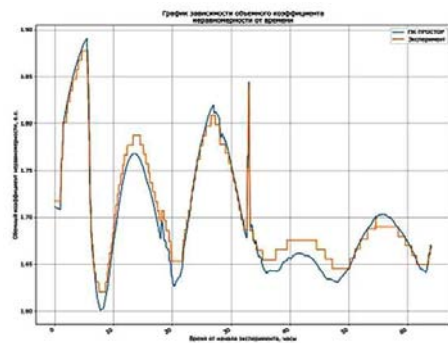
**Рис. 8.** Результаты моделирования свободных ксеноновых колебаний на 75% номинальной мощности для 1-ой кампании 3 блока Калининской АЭС. Поведение аксиального оффсета.



**Рис. 9.** Результаты моделирования свободных ксеноновых колебаний на 75% номинальной мощности для 1-ой кампании 4 блока Калининской АЭС. Поведение аксиального оффсета.



**Рис. 10.** Результаты моделирования свободных ксеноновых колебаний на 75% номинальной мощности для 1-ой кампании 6 блока НВАЭС. Поведение аксиального оффсета.



**Рис. 11.** Результаты моделирования свободных ксеноновых колебаний на 75% номинальной мощности для 1-ой кампании 6 блока НВАЭС. Поведение максимального объемного коэффициента неравномерности энерговыделений в зоне.

погружать гораздо ниже 50% извлечения (15%-30%), а 11 группу погружать можно лишь незначительно, примерно до 80-90% извлечения. В этом случае перестройка нейтронных полей по объёму активной зоны происходит таким образом, что величина аксиального офсета увеличивается при погружении 12 группы ниже 50%. Это позволяет вписать значения офсета в ночном режиме в разрешенную область, полученную по методике РНЦ «КИ».

В случае использования офсетно-мощностной диаграммы, полученной по прямым данным СВРК, когда коридор разрешенных значений становится офсета заметно больше, можно использовать другое перемещение групп ОР СУЗ. Рабочая группа погружается не ниже 35%, а 11 группа может при этом погрузиться до 60-70%. Такое расположение групп в ночном режиме приводит к пропорциональной зависимости значений офсета от положения управляющих групп, что облегчает управление офсетом нейтронной мощности.

При этом независимо от стратегии движения ОР СУЗ при разгрузке энергоблока и в течение всего ночного режима, основные принципы минимизации водообмена остаются одними и теми же. Суть их в следующем. При снижении мощности от номинального значения до ночного значения изменяется давление 2-го контура от текущего значения до максимально возможного. Такое изменение происходит в действительности, так как регулирующие клапаны на турбине прикрываются и увеличивают давление перед ними. Это приводит к повышению температуры теплоносителя в 1-ом контуре пропорционально изменению давления. Верхняя граница изменения давления при численном моделировании по п/к ПРОСТОР принималась равной для блоков с ВВЭР-1200 равной 6.99 МПа. После разгрузки блока до нужного значения мощности в ночном режиме включается АРМ, начинается отравление ксеноном, и этот процесс вначале можно компенсировать обратным максимально возможным снижением давления до нижней границы, равной 6.60 МПа. Возможность такого изменения давления остается открытым, но предположим, что возможно. При исчерпании такого изменения давления включается водообмен и подается чистая вода для компенсации отрицательной реактивности от нестационарного отравления ксеноном. При восстановлении баланса между ксеноном, йодом и числом делений в топливе начинается повышение реактивности и можно опять перейти на температурное регулирование за счет давления 2-го контура, но в этом случае давление будет увеличиваться.

Теперь рассмотрим, что происходит при переходе из ночного режима в дневной режим. При выходе на номинальную мощность после извлечения управляющих групп (11 группа на ВКВ, 12 группу в положение, разрешенное офсетно-мощностной диаграммой), уменьшается давление 2-го контура до нижней границы. Данное изменение давления при повышении мощности логично, так как клапаны на турбине приоткрываются для увеличения расхода пара на турбину, и давление перед клапанами соответственно падает. После этого, если видно, что положительная обратная связь по выжиганию ксенона не сможет вывести реактор на номинальную мощность за отведенное время, то включается водообмен. Происходит раз отравление активной зоны от ксенона и необходимо компенсировать положительную реактивность. Это происходит вначале за счет повышения давления и работы АРМ. АРМ нельзя давать

погружать глубоко 12 группу, иначе реактор потеряет устойчивость по удержанию постоянного значения аксиального офсета. Поэтому работу АРМ переводится на 11 группу, у которой эффективность заметно меньше эффективности 12 группы. После исчерпания возможностей 2-контур происходит переход на водообмен. При смене процессов раз отравления зоны от ксенона процессом отравления и восстановления баланса между числом делений и ксеноном можно вернуться на температурное регулирование. Возможность такого регулирования пока остается открытым, хотя диапазон изменения давления 2-го контура находится в пределах допустимого. Структуры алгоритмов управления при суточном режиме 100-Х-100% показаны на рис. 14-15.



Рис. 12. Алгоритм управления реактором в дневном интервале времени для реализации суточного маневренного режима при минимизации водообмена

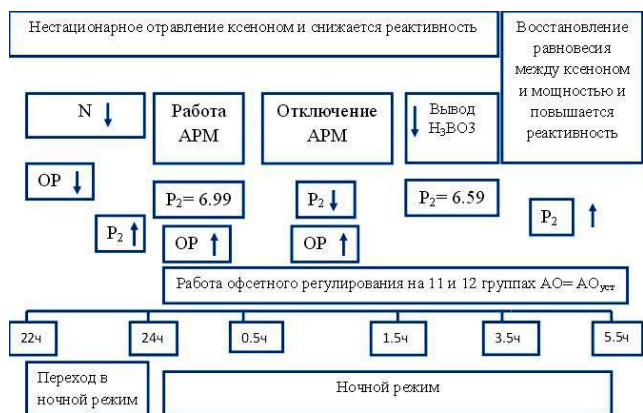


Рис. 13. Алгоритм управления реактором в дневном интервале времени для реализации суточного маневренного режима при минимизации водообмена

Поиск оптимального алгоритма управления нейтронным полем в реакторе при реализации суточного режима проводился на графике изменения тепловых нагрузок 100-50-100% номинальной мощности для различных моментов кампании стационарной топливной загрузки 6 блока НВАЭС. В качестве базового варианта управления был выбран вариант из материалов РНЦ «КИ» ([4], [5]) для той же стационарной кампании 6 блока НВАЭС на момент кампании 300эф.суток. Данный вариант служит отправной точкой для проведения сравнительного анализа различных рассмотренных вариантов управления с использованием ПРОСТОР.

На Рис.14-15 приведены поведение параметров активной зоны при выходе в стационарный суточный режим маневрирования для графика нагрузки 100-50-

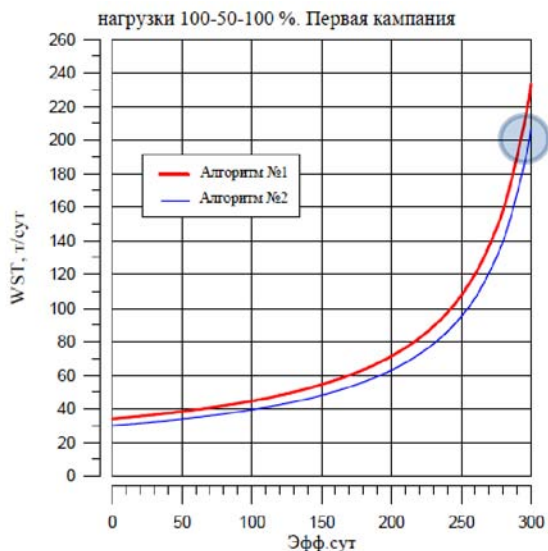


Рис. 14. Накопление жидких отходов при работе реактора в суточном графике нагрузки 100-50-100 % для двух алгоритмах управления

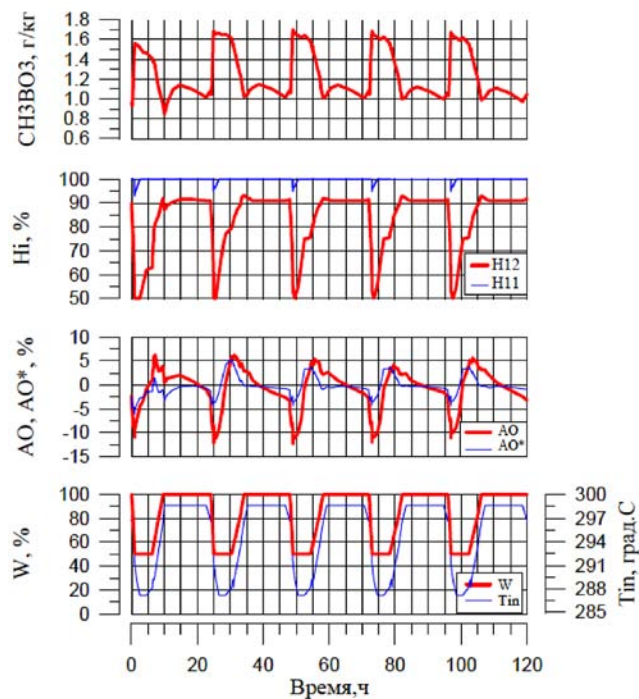


Рис. 15. Изменение параметров состояния реактора. Стационарная кампания (300эфф.сут). Алгоритм 2

100%Wном в конце стационарной кампании 6 блока НВАЭС, подсчитанные по программе ИР. На Рис.16 приведена фазовая траектория аксиального офсета в области разрешенных значений для проведенных расчетов, где видно, что эта траектория, практически, находится в пределах этой области.

При сохранении в целом схемы оптимального алгоритма управления существуют различные схемы движения управляющих групп ОР СУЗ при переходе из дневного режима в ночной. При использовании штатного разрешенного коридора значений офсета 12 группу нужно погружать гораздо ниже 50%извлечения (15%-35% в зависимости от момента кампании), а 11 группу – необходимо погружать, примерно, в соответствии с алгоритмом движения групп ОР СУЗ в режиме ПД. В этом случае перестройка нейтронных полей по объему

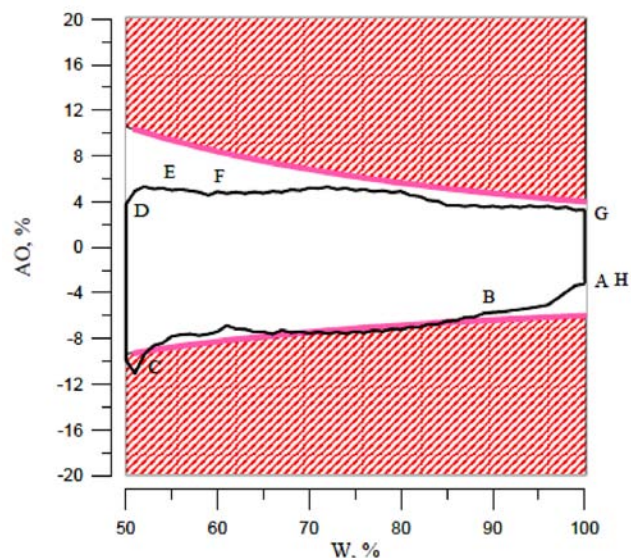


Рис. 16. Офсетно-мощностная диаграмма работы реактора в режиме суточного графика нагрузок 100-50-100% (стационарный цикл маневрирования). Алгоритм № 2. Стационарная кампания (300эфф.сут)

активной зоны происходит таким образом, что величина аксиального офсета увеличивается при погружении 12 группы ниже 50%. И это позволяет вписать значения офсета в ночном режиме в разрешенную область, полученную по штатной методике. При этом способ движения 12 группы может быть разным. Были рассмотрены 2 алгоритма погружения 12 группы.

Первый алгоритм движения групп следующий. 12 группа погружается до 50%извлечения по высоте активной зоны очень медленно, примерно в течение одного часа с дополнительным вводом бора для ускорения снижения мощности. Это позволяет удерживать значения аксиального офсета от больших по модулю отрицательных значений. Ниже 50%извлечения 11 и 12 группы погружаются до нижних определенных заранее границ быстро с максимально допустимой скоростью.

Второй алгоритм движения групп следующий. 12 группа быстро погружается до нижней заранее определенной границы с максимально допустимой скоростью. Затем погружается 11 группа до нижней установленной алгоритмом границы. Группы погружаются в режиме индивидуального движения без ПД. При этом происходит выход аксиального офсета за нижнюю границу разрешенного коридора по офсетно-мощностной диаграмме в течение интервала времени, порядка 1-3минут, что разрешено Техническим Регламентом.

Ниже приведены результаты моделирования по п/к ПРОСТОР суточного режима 100-50-100% мощности при использовании наиболее оптимального варианта управления: варианта с температурным и офсетным регулированием, которые базируются на штатной офсетно-мощностной диаграмме для 1-го варианта движения 11 и 12 групп ОР СУЗ при разгрузке энергоблока (нижние границы: 12гр.-15%, 11гр.-67%, медленное погружение с вводом бора). При этом происходит удержание фазовой траектории аксиального офсета полностью в пределах разрешенного коридора по штатной методике.

Ниже приведены результаты моделирования по п/к ПРОСТОР суточного режима 100-50-100% мощности при использовании наиболее оптимального варианта управления: варианта с температурным и офсетным регулированием, который базируются

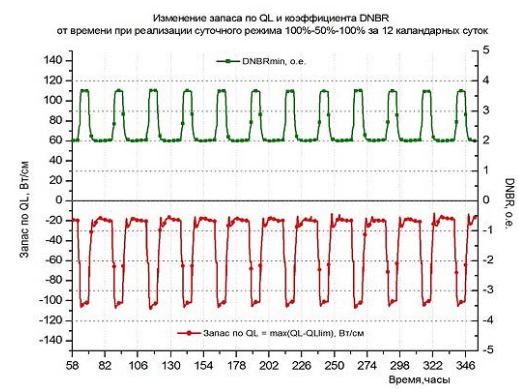
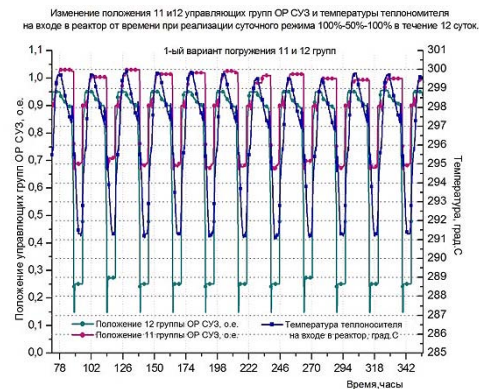
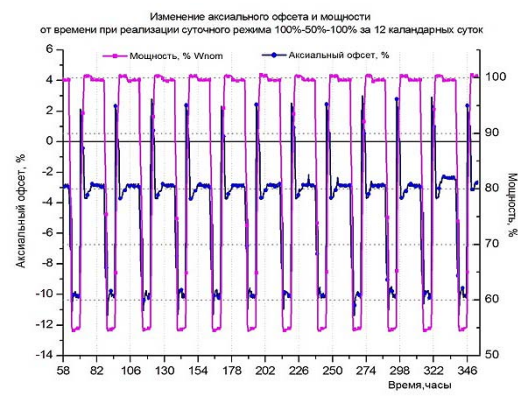
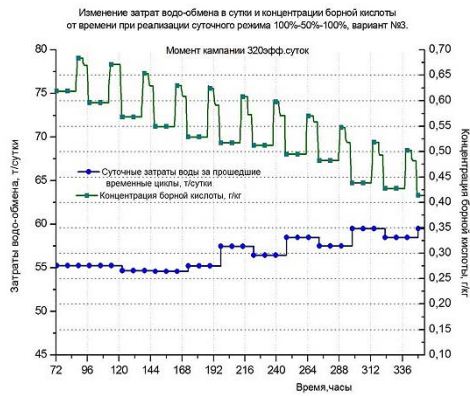


Рис. 17. Зависимость среднесуточных затрат воды, концентрации борной кислоты, положений 11 и 12 групп ОР СУЗ, температуры теплоносителя, аксиального офсета и параметров безопасности от времени

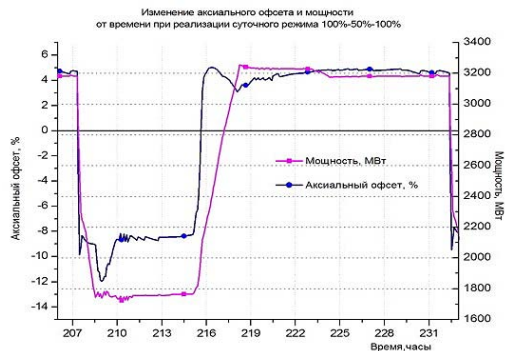


Рис. 18. Зависимость офсета и мощности от времени в течение суток в интервале одного из установившихся циклов для 1-го варианта перемещения 12 группы

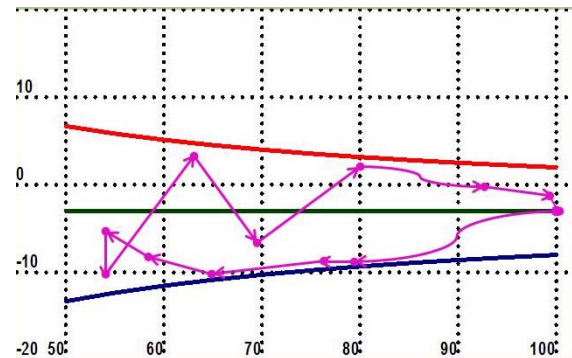


Рис. 19. Фазовая траектория аксиального офсета в пределах их разрешенной области, установленной офсетно-мощностной диаграммой по штатной методике для 1-го варианта

на офсетно-мощностной диаграмме по штатной методике для 2-го варианта движения 11 и 12 групп ОР СУЗ при разгрузке энергоблока (нижние границы: 12гр.-15%, 11гр.-67%, быстрое погружение, без бора). При этом наблюдается выход фазовой траектории аксиального офсета за нижнюю границу разрешенного коридора по штатной методике в течение 1-3 минут.

Также был рассмотрен алгоритм управления на базе офсетно-мощностной диаграммы по данным СВРК. При этом схема движения групп ОР СУЗ - следующая. 12-я группа погружается до 30-35%, а 11 группа до 50-60%. В этом случае достигаются большие по модулю отрицательные значения аксиального офсета до -25 - -35%, выходящие за пределы офсетного коридора по штатной методике. Ниже приведены результаты моделирования суточного режима 100-50-100% мощности при использовании данного алгоритма - алгоритма

№3. В этом случае фазовая траектория офсета вне пределов разрешенного коридора по штатной методике, но в пределах разрешенного коридора по данным СВРК без учета усталостных накоплений.

Результаты проведенных исследований по 3-м рассмотренным вариантам алгоритмам движения ОР СУЗ по п/к ПРОСТОР и варианту РНЦ «КИ» по программе ИР, показывают следующие затраты по водо-обмену:

- РНЦ «КИ» - момент кампании 300эфф.суток: 200т/сутки
- 1 вариант - момент кампании 320эфф.суток: 55т/сутки
- 2 вариант - момент кампании 320эфф.суток: 17т/сутки
- 3 вариант - момент кампании 320эфф.суток: 11т/сутки

Помимо приведенных результатов были получены расчетные данные для нескольких моментов 2-ой



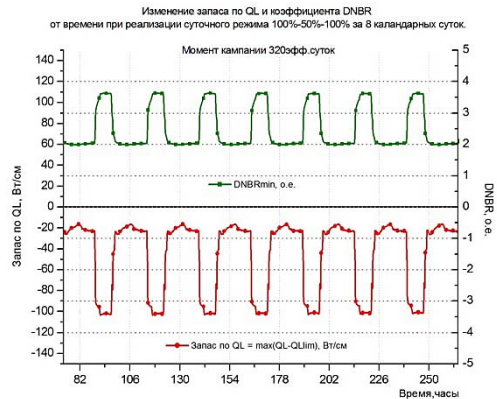
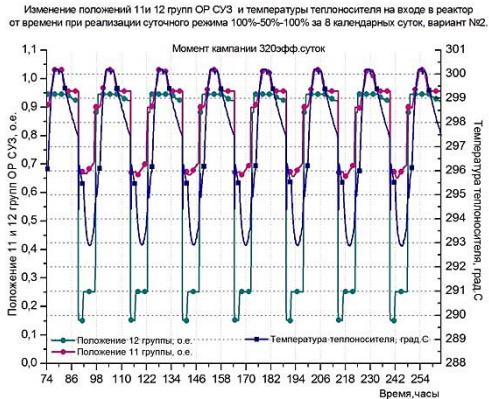
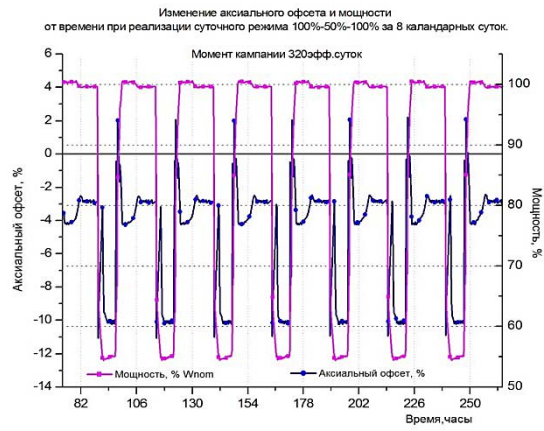
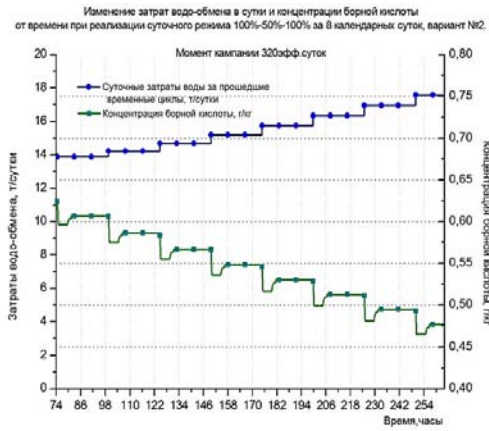


Рис. 20. Зависимость среднесуточных затрат воды, концентрации борной кислоты, положений 11 и 12 групп ОР СУЗ, температуры теплоносителя, аксиального офсета и параметров безопасности от времени для 2-го варианта

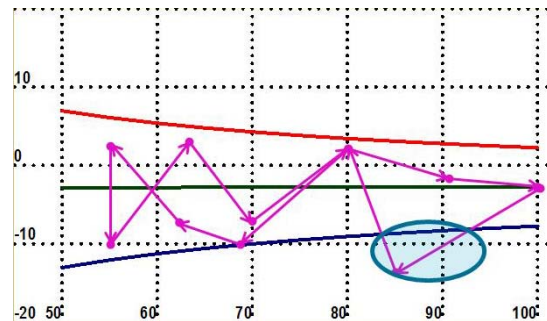
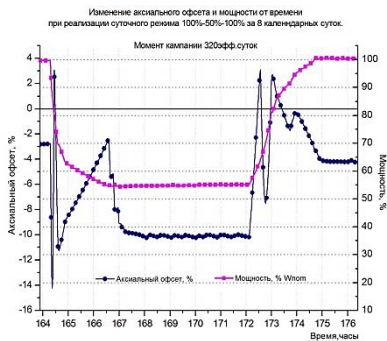


Рис. 21. Зависимость офсета и мощности от времени в течение суток в интервале одного из установившихся циклов для 2-го варианта перемещения 12 группы

Рис. 22. Фазовая траектория аксиального офсета в пределах их разрешенной области, установленной офсетно-мощностной диаграммой по штатной методике для 2-го варианта

кампании: 90эфф.суток, 170эфф.суток, 245эфф.суток, 320эфф.суток. Для каждого момента кампании расчёты проводились в течение 10 календарных суток. В течение этих суток были оценены среднесуточные затраты воды за это время. На основе этих данных была построена зависимость затрат воды от времени работы топливной загрузки. Конечно, для всех этих моментов кампании были выполнены все требования по безопасной эксплуатации активной зоны при реализации суточного режима 100-50-100%.

регулирования приводит к существенной экономии водообмена. Причем, при использовании офсетно-мощностной диаграммы по прямым данным СВРК алгоритм управления можно построить гораздо легче, и затраты воды оказываются заметно меньшими, чем в случае использования офсетно-мощностной диаграммы по методике РНЦ «КИ». Однако такой способ регулирования возможен только для разовых случаев.

На рис. 26 приведена зависимость затрат воды от времени при работе блока на постоянной мощности (суммарные затраты воды в этом случае минимальны) и при маневрировании мощностью для разных вариантов управления.

И ещё необходимо обратить внимание на то, что при указанных стратегиях управления остается открытым вопрос о возможности изменения давления второго контура в указанном диапазоне. Поэтому следующим шагом в проведении дальнейших исследований оптимальных алгоритмов управления суточным режимом является проверка возможности синхронизации работы регуляторов 2-го контура с используемым изменением давления во 2-ом контуре.

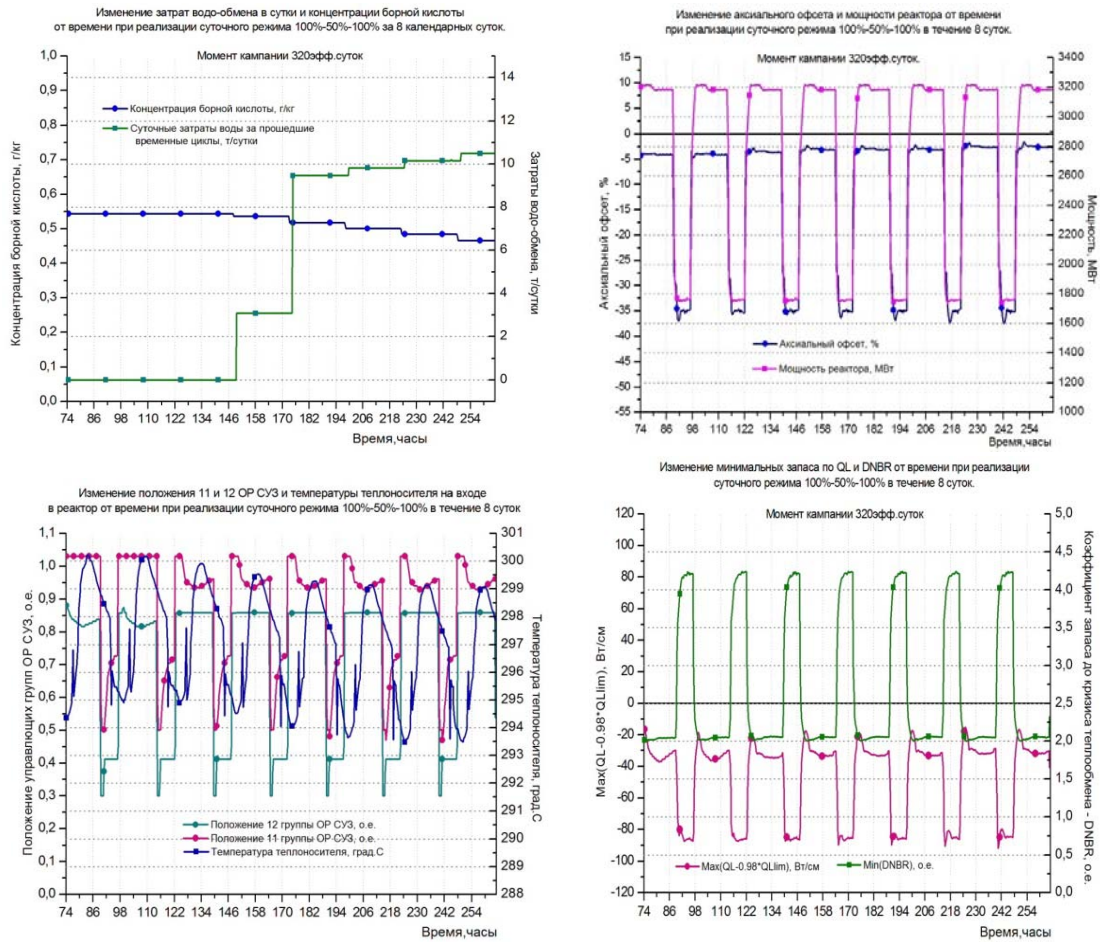


Рис. 23. Зависимость среднесуточных затрат воды, концентрации борной кислоты, положений 11 и 12 групп ОР СУЗ, температуры теплоносителя, аксиального офсета и параметров безопасности от времени для 3-го варианта управления

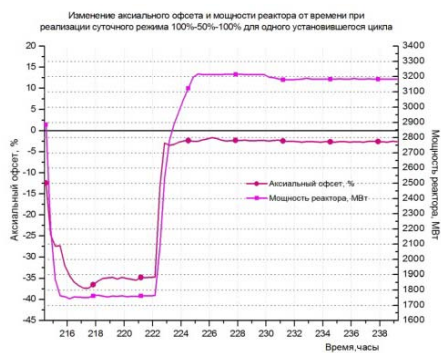


Рис. 24. Зависимость офсета и мощности от времени в течение суток в интервале одного из установившихся циклов для 3-го варианта перемещения 12 группы

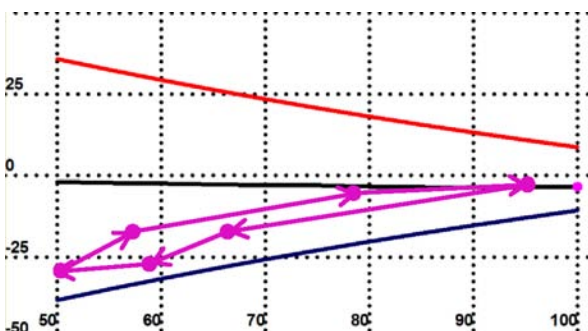


Рис. 25. Фазовая траектория аксиального офсета в пределах их разрешенной области, установленной офсетно-мощностной диаграммой по штатной методике для 3-го варианта

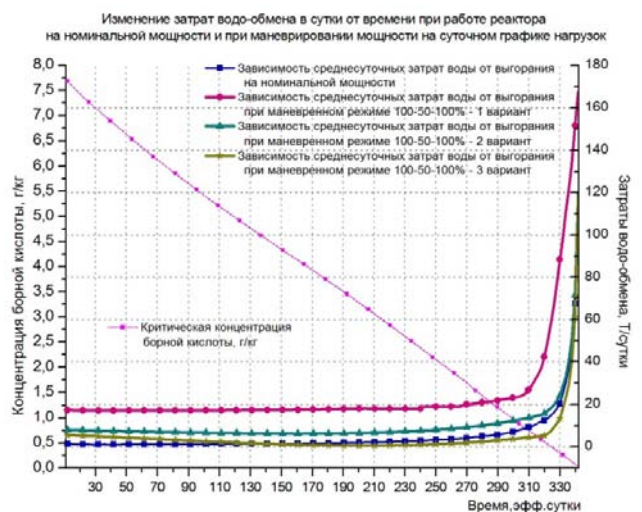


Рис. 26. Зависимость среднесуточных затрат воды от времени работы топливной загрузки на постоянной мощности и в режиме суточного маневрирования мощностью

## Список литературы

[1]. Аверьянова С.П., Вохмянина Н.С., Злобин Д.А., Филимонов П.Е., Кузнецов В.И., Лаговский В.Б. Метод офсет-мощностной фазовой диаграммы для управления энерговыделением реактора // Атомная энергия. 2016. Т. 121, № 3. С. 123–127.

[2]. Выговский С.Б. и др. Опыт использования программного комплекса «ПРОСТОР» в расчетной поддержке эксплуатации КЛН АЭС и перспективы его дальнейшего применения на АЭС с ВВЭР-1000 // Сборник материалов 14-й ежегодной конференции ЯО России «Научное обеспечение безопасного использования ядерных энергетических технологий». -2003. С. 121–123.

[3]. Выговский С.Б., Зимин В.Г. Чернов Е.В., Приложение к аттестационному паспорту №182 от 28.10.2004г. Программный комплекс ПРОСТОР (версия 1), Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», М.,2004. – 8с.

[4]. Разработка технического проекта РУ АЭС-2006, обоснование ядерной и радиационной безопасности в соответствии с техническим заданием № 392М-ТЗ-001, разработка материалов для включения в ПООБ для энергоблоков №№ 1, 2 (НВАЭС-2 и ЛАЭС-2), а также материалов для включения в проект АЭС (НВАЭС-2, ЛАЭС-2). Отчет о научно-исследовательской работе «Курчатовский институт», рук. К.Б. Косоуров, исполн.: В.И. Паплов, С.П. Аверьянова, С.С. Алешин и др., М., 2010 - Инв.№ 32/1-79-310. С. 324–378.

[5]. Аверьянова С. П., Косоуров К. Б., Семченков Ю. М., Филимонов П. Е., Хайтао Лю, Йоу Ли. Испытание усовершенствованных алгоритмов управления энерговыделением ВВЭР-1000 в условиях маневренных режимов на Тяньваньской АЭС (Китай) // Атомная энергия. 2007. Т. 103, № 5. С. 277– 282.

# АКТУАЛЬНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК-1000

*Александров С.И., Алимов Ю.В., Жирнов А.П., Кузнецов П.Б., Сахарова Т.Ю., Рождественский И.М., Рождественский М.И.*  
АО «НИКИЭТ»

*Дружинин В.Е., Шмонин Ю.В.*  
АО «ВНИИАЭС»

Физические задачи обеспечения безопасной эксплуатации реакторов РБМК-1000 являются актуальными и имеют различные области применения:

- расчетная поддержка эксплуатации;
- углубленная оценка безопасности;
- инновационные проекты;
- работы по выполнению требований и рекомендаций нормативных документов.

В основе прикладных задач обеспечения безопасной эксплуатации реакторов РБМК-1000 - развитие методик и программных средств физических расчетов и расчетно-экспериментальных методик, включая их верификацию, подготовку и проведение процедуры аттестации.

## Верификация методик и программ нейтронно-физических расчетов

В 2016–2018 гг. выполнены работы по верификации и аттестации программных средств нейтронно-физических расчетов реакторов РБМК-1000:

- Программного комплекса (ПК) MCU-RBMK;
- ПК SADCO версия 10.1;
- Программы POLARIS и ТРОЙКА комплекса ЭНЕРГИЯ;
- Программы MNT-CUDA, использующей групповой метод Монте-Карло.

Расчетные коды применяются для нейтронно-физических и нейтронно-теплогидравлических расчетов реакторов РБМК-1000 со штатной и отремонтированной графитовой кладкой.

## ПК MCU-RBMK - Результаты верификации

Методика нейтронно-физического расчета ПК MCU-RBMK основана на решении газокинетического уравнения переноса нейтронов методом Монте-Карло (статистических испытаний) с непрерывным описанием энергии нейтронов и реалистичным описанием всех элементов активной зоны. Методика расчета использует точные приближения, основанные на физических законах, в описании физических процессов (резонансное поглощение, замедление, термализация, угловое распределение в реакциях рассеяния и т.д.).

Гетерогенная структура всех элементов активной зоны в расчетной модели сохраняется. Подготовка трехмерной прецизионной модели реактора РБМК-1000 требует значительных усилий и может быть выполнена с использованием специальных программных средств. В НИКИЭТ и ВНИИАЭС для этого применяются программы GENIFER и КДМК, которые используют различные опции и приближения, что обеспечивает независимый подход в проведении прецизионных расчетов.

Объем исходной информации о состоянии реактора РБМК-1000 на энергетическом уровне мощности в прецизионной расчетной модели ПК MCU-RBMK реактора составляет 370 Мб или 18 млн. строк.

Проведена верификация расчета нейтронно-физических характеристик реакторов РБМК-1000 на энергетических и физических уровнях мощности, определена погрешность расчетов ПК MCU-RBMK.

Расчеты  $K_{эф}$  по ПК MCU-RBMK выполнены с розыгрышем не менее 60 млн. историй, статистическая погрешность расчета  $K_{эф}$  составляет не более 0,0001.

Среднее значение  $K_{эф}$  (математическое ожидание) близко к единице и составляет 0,9997. Таким образом, систематическая погрешность расчета близка к нулю.

Среднеквадратическое отклонение расчета  $K_{эф}$  от эксперимента ( $\sigma$ ) составляет 0,15 %, доверительная вероятность попадания в интервал ( $\pm \sigma$ ) составляет 88 %, вероятность попадания в интервал ( $\pm 2 \sigma$ ) составляет 99 %. Вероятность отклонения  $K_{эф}$  более  $2 \sigma$  составляет ~ 1 %.

Аналогичные результаты по MCU-RBMK получены для расчетов на физических уровнях мощности.

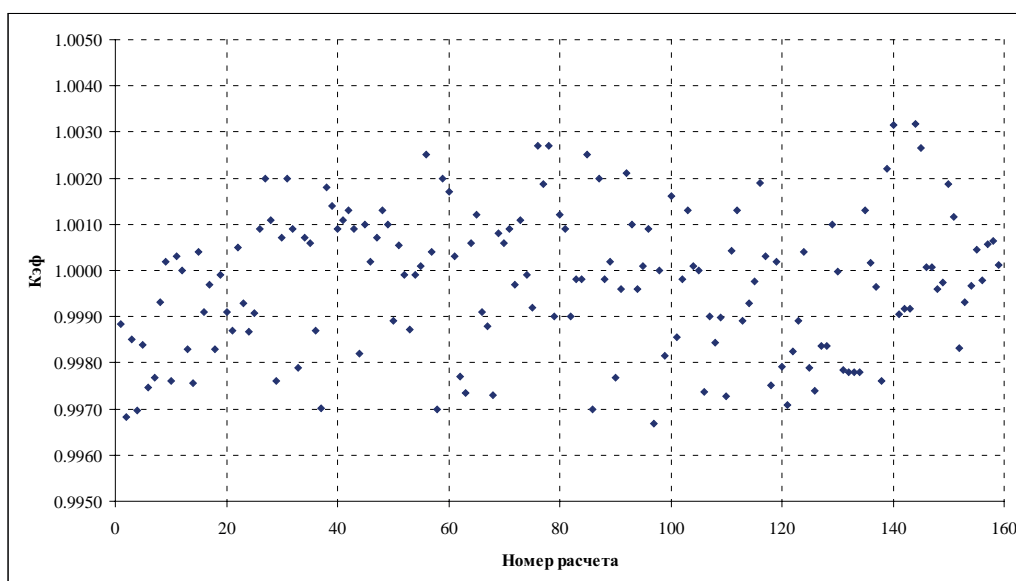


Рис. 1. Результаты расчетов  $K_{эф}$  на энергетических уровнях мощности

Верификации расчета оперативного запаса реактивности (ОЗР) проведена по результатам сравнения с независимым прецизионным расчетом. Среднеквадратическая погрешность расчетов ОЗР составляет  $0,05 \beta_{эф}$ , доверительная вероятность попадания в интервал ( $\pm \sigma$ ) составляет 65 %, вероятность попадания в интервал ( $\pm 2 \sigma$ ) составляет 90 %.

Результаты расчетов парового коэффициента реактивности ( $\alpha_{\phi}$ ) реакторов РБМК-1000 на энергетических уровнях мощности приведены на рисунке 2. Экспериментальные и расчетные значения  $\alpha_{\phi}$  находятся в диапазонах  $0,21 \beta_{эф} \leq \alpha_{\phi} \leq 0,79 \beta_{эф}$  и  $0,29 \beta_{эф} \leq \alpha_{\phi} \leq 0,86 \beta_{эф}$ , соответственно. Среднее величина  $\alpha_{\phi}$  (математическое ожидание) как из-

меренных, так и расчетных значений, составляет  $0,53 \beta_{эф}$ . Систематическая погрешность расчета  $\alpha_{\phi}$  равна нулю. Погрешность измерений  $\alpha_{\phi}$  составляет  $0,1 \beta_{эф}$ .

СКО парового коэффициента реактивности реакторов РБМК-1000 (отклонение результатов расчета от результатов измерений) составляет  $0,07 \beta_{эф}$ . Результаты расчетов ПС МСУ-РБМК парового коэффициента реактивности реакторов РБМК-1000 совпадают с результатами экспериментов в пределах погрешности измерений  $0,1 \beta_{эф}$  с вероятностью примерно 85 %.

Величина СКО расчета парового коэффициента реактивности ( $\sigma$ ) принята равной  $0,1 \beta_{эф}$ . Эта оценка совпадает с погрешностью измерений  $\alpha_{\phi}$ .

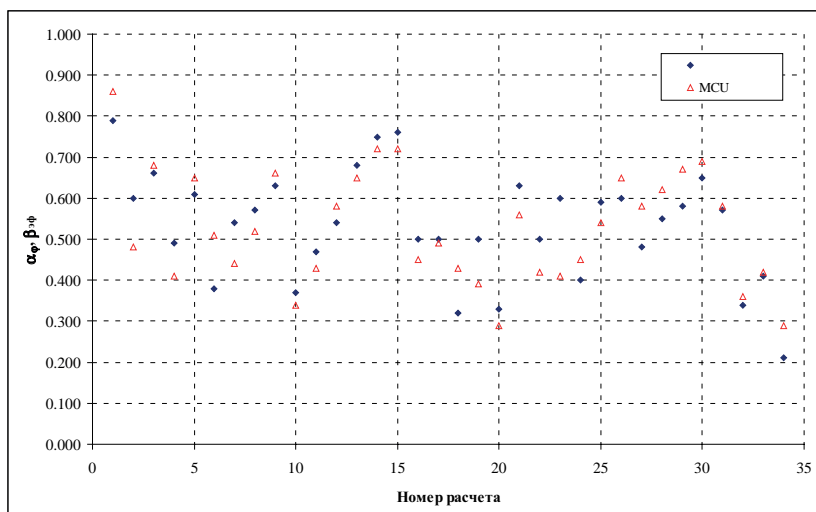


Рис. 2. Результаты расчетов и измерений парового коэффициента реактивности

## Верификация расчета двумерного распределения потока нейтронов

Таблица 1. Погрешность расчета МСУ-РБМК двумерного распределения потока нейтронов на энергетических уровнях мощности

Энергоблок	КуАЭС-3	САЭС-1	ЛАЭС-1	КуАЭС-2	ЛАЭС-2	КуАЭС-1
Блок	3	1	1	2	2	1
Дата	23.10.2010	11.06.2011	27.01.2014	15.03.2014	29.03.2015	02.05.2016
Количество измерений в ТК	133	110	127	113	100	141
Первый расчет МСУ-РБМК						
$K_{эф}$	0.9979	1.0009	1.0020	0.9998	1.0017	1.0020
$s_{скан}, \%$	4.5	6.4	4.6	4.3	7.5	6.4
$s_{врд}, \%$	8.9	5.9	15.9	6.8	7.5	9.3
Второй расчет МСУ-РБМК (после корректировки на ВРД)						
$K_{эф}$	0.9978	1.0007	1.0019	0.9998	1.0015	1.0017
$s_{скан}, \%$	3.4	4.0	3.6	3.2	3.6	3.3
$d_{скан} \max, \%$	11.5	9.6	11.0	12.4	11.1	9.6
$d_{скан} \min, \%$	-7.16	-8.17	-9.15	-9.93	-9.26	-9.34
$P(1s) (P_{н}=0.68)$	0.68	0.66	0.68	0.77	0.72	0.67
$P(2s) (P_{н}=0.95)$	0.95	0.96	0.96	0.94	0.92	0.95
$P(3s) (P_{н}=0.997)$	0.977	1.0	0.992	0.982	0.99	1.0

Таблица 2. Погрешность расчета двумерного распределения мощностей ТК МСУ-РБМК

Энергоблок	КуАЭС №1	КуАЭС №2	КуАЭС №3	ЛАЭС №1	ЛАЭС №2	САЭС №1
Дата сканирования	2016	2014	2010	2014	2015	2011
Количество измерений	141	113	133	127	100	110
$W_{\max}$ (эксп), МВт	2.88	2.27	2.89	2.88	2.73	2.64
$W_{\max}$ (МСУ), МВт	2.85	2.28	2.94	2.85	2.78	2.71
$W_{\min}$ (эксп), МВт	0.51	0.46	0.95	0.51	0.51	1.05
$W_{\min}$ (МСУ), МВт	0.54	0.47	0.83	0.54	0.59	1.06
СКО, %	3.60	3.8	4.3	4.1	4.3	4.3
СКО (эксп)	4,0		$P(s) = 0,72; P(2s) = 0,94; P(3s) = 0,993$			

**Таблица 3.** Погрешность расчета высотного распределения ППН, ПК SADCО (%)

Параметр	S ( $\Phi_1$ )	S ( $\Phi_2$ )	S ( $\Phi$ )
КАЭС 1 блок, 2016 г. (1656 ТК)	2,6	2,2	2,4
КАЭС 2 блок, 2014 г. (1652 ТК) W = 77 % Nном	2,9	3,1	3,1
КАЭС 3 блок, 2010 г. (1628 ТК)	3,4	2,2	2,5
ЛАЭС 1 блок, 2014 г. (1650 ТК)	2,1	1,9	1,9
ЛАЭС 2 блок, 2015 г. (1654 ТК)	2,0	1,4	1,5
САЭС 1 блок, 2011 г. (1644 ТК)	2,8	1,7	2,0
СКО	2,6	2,2	2,3

**Таблица 4.** Погрешность расчета двумерного распределения мощностей ТК, ПК SADCО

Энергоблок	КуАЭС №1	КуАЭС №2	КуАЭС №3	ЛАЭС №1	ЛАЭС №2	САЭС № 1
Год сканирования	2016	2014	2010	2014	2015	2011
Количество измерений	141	113	133	127	100	110
W <sub>max</sub> (эксп), МВт	2,84	2,26	2,90	2,88	2,71	2,66
W <sub>max</sub> (SADCО), МВт	2,95	2,29	2,95	2,92	2,71	2,74
W <sub>min</sub> (эксп), МВт	0,53	0,46	0,96	0,52	0,54	1,08
W <sub>min</sub> (SADCО), МВт	0,52	0,42	0,83	0,55	0,64	1,12
СКО, %	4,17	4,39	5,03	5,10	4,59	3,92
d <sub>max</sub> , %	14,1	13,5	20,3	14,8	19,6	9,42
d <sub>min</sub> , %	-8,1	-9,6	-13,7	-12,5	-8,3	-9,4

По совокупности 724 измерений погрешность расчета двумерного распределения энерговыделения (мощностей ТК) составляет 4,6 % (СКО), доверительная вероятность попадания в интервал ( $\pm 1 \sigma$ ) составляет 69 %. Доверительная вероятность попадания в интервал ( $\pm 2 \sigma$ ) и ( $\pm 3 \sigma$ ) составляет 96 % и 99,7 %, соответственно. Вероятность отклонений (функция ошибки) практически совпадает с нормальным законом.

Величина погрешности расчета (СКО) высотного относительного распределения энерговыделения (без учета погрешности в крайних нодах на каждом торце ТК) составляет 5 %. Доверительная вероятность попадания погрешности в интервал одного, двух и трех СКО составляет 65 %, 97 % и 100 %, и совпадает с нормальным законом.

### Программа ПРИЗМА-М

Программа ПРИЗМА-М, выполняющая функцию оперативного контроля нейтронно-физических и теплогидравлических параметров реактора, верифицирована и аттестована.

Основные результаты аттестации:

- Программное средство (ПС) «ПРИЗМА-М» аттестовано для применения на энергоблоках с РБМК-1000, прошедших комплекс мероприятий по восстановлению ресурсных характеристик:
  - при разрезе части графитовых колонн;
  - при изменении геометрии топливных каналов;
- Расширены области применения ПС «ПРИЗМА-М»:
  - по функции расчета оперативного запаса реактивности: от заглушенного состояния до 105 % номинального уровня мощности (Wном);
  - по функции расчета остальных технологических параметров: от 1 % до 105 % Wном.
- Задачи на перспективу:
  - Сопровождение эксплуатации;
  - Внедрение в промышленную эксплуатацию алгоритма расчета параметров в области перегружае-

мого технологического канала в ходе проведения перегрузки;

- Повышение точности расчета технологических параметров при учете спектральной чувствительности внутриреакторных детекторов.

### Режим дожигания ОТВС энергоблоков № 1 и № 2 Ленинградской АЭС на энергоблоках № 3 и № 4

Рассмотрены различные варианты дожигания ОТВС энергоблоков № 1 и № 2 на энергоблоках № 3 и № 4.

Полная экономия свежего топлива за четыре года работы энергоблока № 3 в режиме дожигания ОТВС первого и второго энергоблоков составила 551 СТВС. С учетом увеличения расхода СТВС за пятый год работы энергоблока в режиме загрузки СТВС (на 26 СТВС больше, чем в режиме установившихся перегрузок) окончательная величина экономии свежего топлива на энергоблоке № 3 Ленинградской АЭС составила 525 СТВС.

Полная экономия свежего топлива за четыре года работы энергоблока № 4 в режиме дожигания ОТВС первого и второго энергоблоков составила 522 СТВС. С учетом увеличения расхода СТВС за пятый год работы энергоблока в режиме загрузки СТВС (на 28 СТВС больше, чем в режиме установившихся перегрузок) окончательная величина экономии свежего топлива на энергоблоке № 3 Ленинградской АЭС составила 494 СТВС.

В результате дожигания ОТВС, выгруженных из реакторов первого и второго энергоблоков, остановленных для вывода из эксплуатации, расход свежего топлива на энергоблоках № 3 и № 4 сокращается на 525 СТВС и 499 СТВС, соответственно.

Нейтронно-физические характеристики реакторов РБМК-1000 энергоблоков № 3 и № 4 поддерживаются в эксплуатационных пределах. Ядерная безопасность обеспечивается.

## Сопровождение измерений нейтронно-физических характеристик

Измерения на энергоблоке № 1 Курской АЭС 9 – 11 мая 2018 г.

Таблица 5. Нейтронно-физические характеристики разогретого реактора РБМК-1000 энергоблока № 1 Курской АЭС

Параметр	Результаты измерений СКП-К	Расчеты по ПК SADCO ПК ТРОЙКА (СКП-К)	Расчеты по ПК SADCO ПК ТРОЙКА (интеграл)	Расчет на $K_{эф}$ по ПК SADCO ПК ТРОЙКА	Расчет на $K_{эф}$ по ПК MCU-RBMK
$K_{эф}$	1,0	-	-	0,9979 / 0,9978	0,9990
Эффективность АЗ (АЗ без одного наиболее эффективного стержня), $b_{эф}$	2,46 (2,23)	2,45 / 2,47 (2,24 / 2,31)	2,66 / 2,62 (2,45 / 2,46)	2,50 / 2,50 (2,26 / 2,31)	2,64 (-)
Эффективность БСМ (подкритичность) стержни АЗ на ВК, $b_{эф}$	5,0	4,87 / 4,72	5,15 / 4,99	4,61 / 4,66	4,94
Суммарная эффективность БСМ и АЗ, $b_{эф}$	-	7,32 / 7,40	8,40 / 8,25	7,76 / 7,57	7,86
Количество извлеченных стержней СУЗ в критическом состоянии (шт.)	8 АР на 2,0 м, 70 ст. БСМ на ВК, ст. (26-55) на 0,5 м; Температура КМПЦ = 145 °С Температура графита = 140 °С Температура КОСУЗ = 37 °С				

### Физические исследования в инновационных проектах

**Внедрение стержней АЗ сб.2495 повышенной проходимости в условиях формоизменения графитовой кладки и каналов**

Таблица 6. Эффективность АЗ, энергоблок № 4 Курской АЭС ( $\beta_{эф}$ )

Параметр	ПК SADCO	ТРОЙКА	MCU-RBMK
33 РО сб.2505 / 33 РО сб.2495			
Эффективность АЗ в критическом состоянии (МФУ)	2,47 / 2,43	2,44 / 2,41	2,29 / 2,26
Эффективность АЗ в подкритическом состоянии (МФУ)	2,85 / 2,81	2,63 / 2,60	2,60 / 2,55
Вес АЗ (Nном), $b_{эф}$	3,40 / 3,36	3,38 / 3,34	3,33 / 3,31

**Увеличение срока службы ПЭЛ КРО, замена гильзы**

Таблица 7. НФХ системы БСМ, энергоблок № 3 Курской АЭС, Nном

Параметр	SADCO	MCU-RBMK
Фактическое состояние на 12.02.2018 / Кампания 12 лет (максимальная оценка)		
Эффективность БСМ, $b_{эф}$	11,84 / 11,71	12,62 / 12,42
Оперативный запас реактивности, $b_{эф}$	3,89 / 3,87	3,95 / 3,92
Полная эффективность БСМ, $b_{эф}$	15,74 / 15,58	16,59 / 16,34
Полная эффективность КРО, $b_{эф}$	15,01 / 14,75	15,70 / 15,41
Подкритичность, $b_{эф}$	6,22 / 6,22	6,35 / 6,32

## ОПЫТ НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ РБМК С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ STERAN-4

*Бальгин А.А., Краюшкин А.В., Ковалишин А.А., Султанов Н.В.*  
НИЦ «Курчатовский институт», Москва

В докладе представлены результаты расчётов нейтронно-физических характеристик РБМК по программе STERAN-4 [1]. В программе STERAN-4 используется метод поверхностных гармоник (МПГ) [2-4]. Использование МПГ позволяет избавиться от традиционных в расчётах РБМК диффузионного приближения и метода гомогенизации гетерогенных ячеек реактора, и перейти к расчётам реактора в гетерогенном кинетическом приближении. Это даёт возможность учесть новые эффекты по сравнению с традиционным методом гомогенизации. Такими новыми эффектами являются поправка на крупный шаг сетки, учет окружения ячейки,

недиагональность матрицы коэффициентов диффузии, учет высших пространственных гармоник, транспортные поправки на границах ячеек. Использование МПГ метода позволяет проводить расчёты, по точности приближающиеся к прецизионным программам, использующим метод Монте-Карло, а по времени расчета и возможностям - к конечноразностным программам. В частности, программа STERAN-4 позволяет рассчитывать весь набор коэффициентов и эффектов реактивности, требуемых для паспорта реакторной установки.

### Расчёты критических сборок.

По программе STERAN-4 были проведены расчёты 15 критическихборок, сформированных на стенде РБМК в НИЦ «Курчатовский институт». Результаты расчётов критическихборок сравнивались с результатами измерений. В таблице 1 приведены средние по рассмотренным сборкам величины отклонений потоков тепловых нейтронов и коэффициента размножения, рассчитанных по программе STERAN-4 методом поверхностных гармоник и конечно-разностным методом (STERAN [5]) от результатов измерений.

**Таблица 1.** Значения отклонений по различным расчетным методам.

	STEPAN	STEPAN-4
$\delta K, \%$	1,2	0,9
$\delta K_{\max}, \%$	4,1	0,9
$\delta F, \%$	2,8	1,4
$\delta F_{\max}, \%$	8,4	4,7

В таблице использованы следующие обозначения:  $\delta K$  - среднее систематическое "смещение" в  $K_{\text{эф}}$ ;  $\delta K_{\max}$  - среднее отклонение в  $K_{\text{эф}}$  за вычетом систематического "смещения";  $\delta F$  - среднее по всем сборкам отклонение в нейтронных полях;  $\delta F_{\max}$  - среднее по всем сборкам значение максимального отклонения.

Сравнение показывает, что МПГ обеспечивает лучшее совпадение с результатами измерений, чем конечно-разностный метод.

### Пример расчёта потвзельного энерговыделения

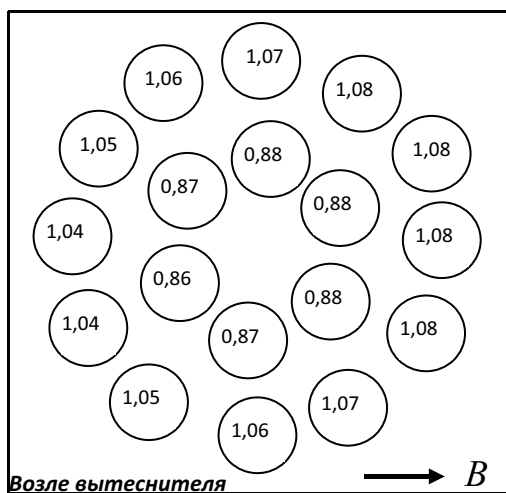
Использование метода поверхностных гармоник позволяет рассчитывать потвзельное распределение энерговыделения в ТВС в каждой расчётной ноде. В качестве

примера такого расчёта здесь представлены результаты расчётов потвзельного распределения энерговыделения для выбранного состояния активной зоны РБМК для ТВС, расположенной в ячейке 54-32. В таблице 2 приведены мощности ТВС, расположенных рядом с ячейкой 54-32 и глубины погружения регулирующих стержней. Справа от ТВС 54-32 расположен УСП с глубиной погружения в АЗ 219 см.

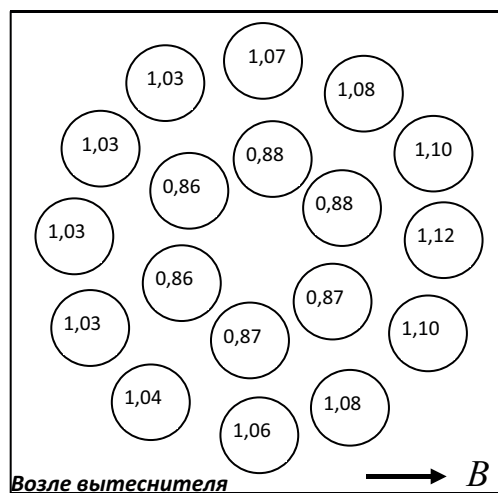
**Таблица 2.** Расчётное распределение мощности в области ячейки 54-32 (МВт).

	30	31	32	33	34
56	1,60	<b>КРО (94)</b>	1,64	1,68	2,15
55	2,14	2,05	2,24	2,14	1,48
54	2,01	1,89	2,29	<b>УСП (219)</b>	1,76
53	1,62	2,14	1,96	1,82	1,22
52	2,02	<b>КРО (135)</b>	1,46	1,49	1,62

На рисунках 1 и 2 приведено потвзельное распределение мощности в относительных единицах в верхней и нижней частях ТВС (рядом с вытеснителем и поглотителем соответственно). Результаты МПГ расчётов сравниваются с результатами аналогичных расчётов по программе MCNP [6] методом Монте-Карло.

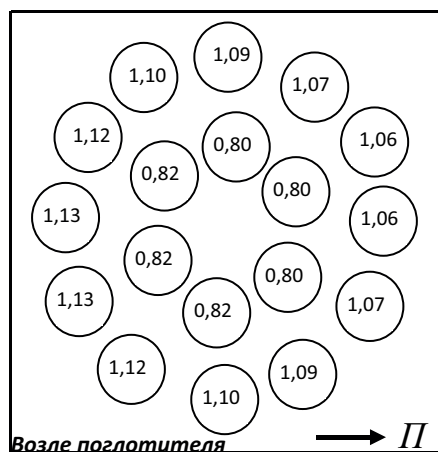


Расчёт по программе STEPAN-4

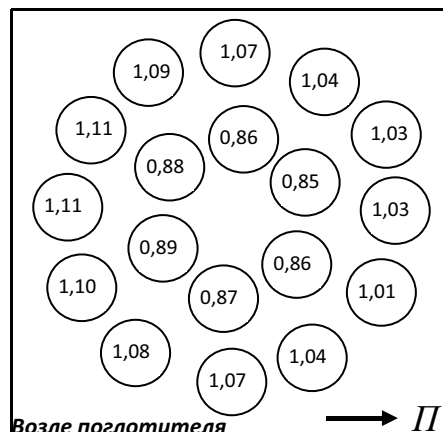


Расчёт по программе MCNP

**Рис. 1.** Потвзельное распределение мощности в ТВС рядом с вытеснителем.



Расчёт по программе STEPAN-4



Расчёт по программе MCNP

**Рис. 2.** Потвзельное распределение мощности в ТВС рядом с поглотителем.



Согласно результатам МПГ расчётов, в ТВС, расположенной рядом с вытеснителем коэффициент неравномерности энерговыделения по ТВС равен 1,08 с увеличением мощности твэлов в сторону вытеснителя. В ТВС, расположенной рядом с поглотителем, коэффициент неравномерности энерговыделения равен 1,13 с уменьшением мощности твэлов в сторону поглотителя.

Результаты, полученные по программе STEPAN-4, достаточно хорошо согласуются с результатами расчетов по программе MCNP (метод Монте-Карло). При расчете линейной нагрузки на твэл одним из важных параметров является коэффициент неравномерности распределения энерговыделения по ТВС. Этот коэффициент традиционно принимается равным 1,05 – 1,06, что следует из его расчета на модели однородной решетки. Как видно, из-за неоднородности решетки он может достигать 1,13.

### Расчёты нейтронных полей с большими неравномерностями.

Рассматривалась двумерная система на основе начальной загрузки РБМК. Рассматривались исходное и возмущённое состояния. Исходное состояние было сформировано с большой радиальной неравномерностью ( $K_g=5.0$ ). В возмущённом состоянии два дополнительных поглотителя, расположенных в области максимума энерговыделения заменились на «свежие» ТВС. Результаты расчётов для исходной и возмущённой систем приведены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчётов для исходной и возмущённой систем.

№	Метод	Исходная система		Возмущённая система	
		$K_{eff}$	$K_r$	$K_{eff}$	$K_r$
1	Результаты реперного расчета (MCNP)	1,0114±0,0001	5,0±0,1 (34-66)	1,0223±0,0001	13,1±0,4 (10-42)
2	Стандартный STEPAN-2	1,0107	4,8 (44-66)	1,0195	11,3 (10-42)
3	Гетерогенный вариант STEPAN-4 (МПГ)	0,9980	5,7 (34-66)	1,0072	14,3 (11-43)

Программа STEPAN-4 демонстрирует весьма хорошее совпадение как в исходном, так и в возмущённом состоянии с результатами расчётов по программе MCNP.

### Результаты нестационарных расчётов самоходов стержней.

По программе STEPAN-4 проводились нестационарные расчёты процессов, связанных с перемещением регулирующих стержней. Результаты расчётов методом поверхностных гармоник сравнивались с результатами конечно разностных расчётов. В качестве исходного состояния было выбрано искусственное состояние активной зоны, сформированное на основе выбранного реального состояния.

На рисунке 3 показано изменение реактивности и мощности реактора при срабатывании АЗ. Предполагается, что по сигналу АЗ в активную зону погружаются только 33 стержня АЗ со скоростью 280 см/с.

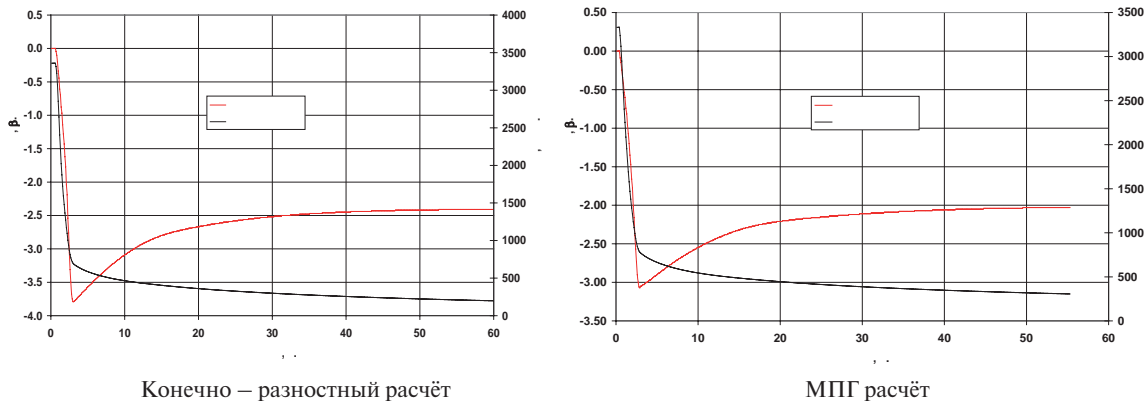


Рис. 3. Срабатывание АЗ.

Согласно результатам конечно-разностного и МПГ расчетов, вес 33 стержней АЗ равен 2.4 и 2.0 соответственно.

В расчетах переходного процесса, связанного с одновременным срабатыванием АЗ и БСМ, предполагалось, все стержни АЗ и БСМ одновременно начинают погружаться в активную зону с ВК до НК со скоростью 280 и 40 см/с соответственно. На рисунке 4 приведены временные зависимости реактивности и мощности реактора в этом переходном процессе.

Согласно результатам конечно-разностного и МПГ расчетов, вес АЗ+БСМ равен 16.3 и 14.0 β соответственно.

В расчетах переходного процесса, связанного с самоходом одного стержня предполагалось, что стержень КРО, расположенный в ячейке 56-45 и находящийся на НК (начальная глубина погружения 700 см) начинает извлекаться из активной зоны со скоростью 40 см/с.

Все остальные стержни в течение переходного процесса не перемещаются. На рисунке 5 приведены временные зависимости реактивности и мощности реактора в течение этого переходного процесса.

Согласно результатам МПГ расчета, при самоходе РР 56-45 реактивность растет, достигает в максимуме  $5.5 \cdot 10^{-2} \beta$ . Далее, в результате действия отрицательной обратной связи по мощности, реактивность начинает снижаться. Мощность при этом растет, достигает максимума – 3837.4 МВт, после этого снижается до 3786.2 МВт и далее вновь монотонно растет.

Согласно результатам конечно-разностного расчета, при самоходе РР 56-45 реактивность растет, достигает в максимуме  $5.1 \cdot 10^{-2} \beta$ . Далее, в результате действия отрицательной обратной связи по мощности реактивность начинает снижаться. Мощность при этом растет, достигает максимума – 3792.6 МВт, после этого снижается до 3755.9 МВт и далее вновь монотонно растет.

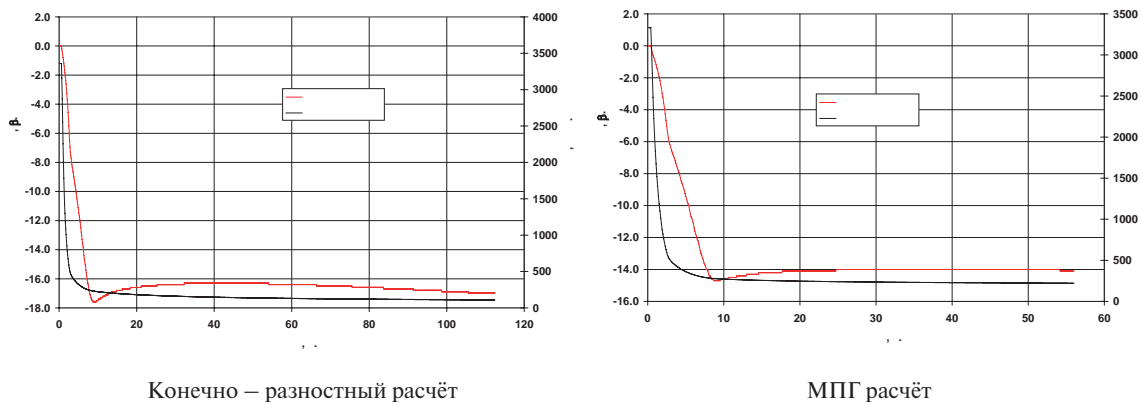


Рис. 4. Срабатывание АЗ+БСМ.

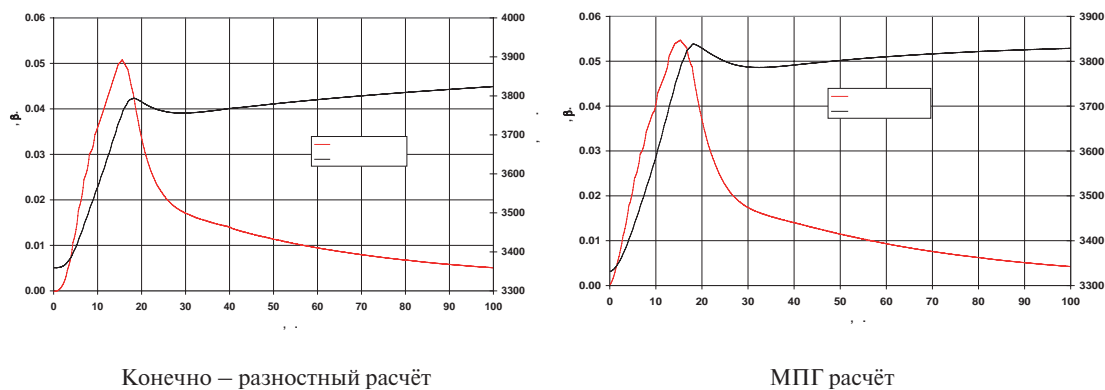


Рис. 5. Самоход одного РР.

Таким образом, реактивность, внесенная при извлечении РР 56-45, полученная в МПП расчете несколько выше соответствующей величины, полученной в конечно-разностном расчете.

Сравнение показало, что в вариантах погружения больших групп стержней версия МПП дает меньшие веса стержней при срабатывании защит АЗ и БСМ по отношению к аттестованной версии. В то же время версия МПП демонстрирует большие локальные искажения поля нейтронов в вариантах самоходов отдельных стержней. Таким образом, первоначальное тестирование показывает, что программа STEPAN-4 с применением МПП дает отличия по отношению к аттестованной версии программы, выражающееся в менее благоприятных для обоснования безопасности результатах.

### Выводы.

1. Согласно результатам расчетов критических сборок, использование МПП даёт лучшее совпадение с результатами измерений по сравнению с конечно-разностным методом.

2. Результаты расчетов потвэльного распределения энерговыделения полученные по программе STEPAN-4, достаточно хорошо согласуются с результатами расчетов по программе MCNP (метод Монте-Карло).

3. При расчёте нейтронных полей с большими неравномерностями программа STEPAN-4 демонстрирует весьма хорошее совпадение как в исходном, так и в

возмущенном состояниях с результатами расчетов по программе MCNP.

4. Проводились сравнительные динамические расчеты по программе STEPAN-4 и конечно-разностной аттестованной версии программы STEPAN. В вариантах погружения больших групп стержней версия МПП дает меньшие веса стержней при срабатывании защит АЗ и БСМ по отношению к аттестованной версии. В то же время версия МПП демонстрирует большие локальные искажения поля нейтронов в вариантах самоходов отдельных стержней.

### Список литературы.

1. Балыгин А.А., Гольцев А.О., Ковалишин А.А., Краюшкин А.В., Лалетин И.Н., Султанов Н.В., Тишкин Ю.А., Цветков Т.В. Применение метода поверхностных гармоник в программе STEPAN. - Атомная энергия, т. 120, N 2, с. 74-80, 2016.
2. Лалетин Н.И. « Об уравнениях гетерогенного реактора.» ВАНТ серия Физика ядерных реакторов 1981г. вып. 5(18) С.31-46.
3. Laletin N.I., Sultanov N.V., Boyarinov V.F. "Surface harmonics and surface pseudosources methods." In Proc. Intern. Conf. The PHYSOR 90, 1990 v.4 P. XII-39-48.
4. Ковалишин А.Н. "Двумерные и трехмерные расчеты реакторов РБМК и ВВЭР методом поверхностных гармоник", РНЦ КИ, 1997г, в сб. "Александровские чтения", С.15-35.
5. A.M. Fedosov, A.V. Glembotsky, A.V. Krayushkin, etc. THE STEPAN CODE FOR RBMK REACTOR CALCULATION. Russian Research Centre "Kurchatov Institute", Preprint IAE-5660/5, Moscow -1993.
6. MCNP – A General Monte Carlo N-Particle Transport Code, LA-12625- M, Version 4B, 1997.

# ПОЛНОМАСШТАБНАЯ ТРЕХМЕРНАЯ ПРОГРАММА КЛАДКА ДЛЯ РАСЧЕТОВ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ В КОНСТРУКЦИОННЫХ ЭЛЕМЕНТАХ АКТИВНОЙ ЗОНЫ РБМК В СТАЦИОНАРНЫХ, ПЕРЕХОДНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Бабайцев В.Н., Захарова Л.Н.  
НИЦ «Курчатовский институт», Москва

## Введение

Актуальность корректного определения температур конструктивных элементов активной зоны как в стационарных, так и в переходных и аварийных режимах особенно возросла на завершающем этапе эксплуатации РБМК. Связано это с тем, что деформационные процессы, обусловленные началом вторичного растрескивания и растрескиванием графитовых блоков (ГБ), привели к росту температуры графита, искривлению технологических каналов и каналов СУЗ. Последнее, в свою очередь, привело к силовому взаимодействию графитовой кладки (ГК) с кожухом реактора.

Для обоснования продления ресурса реакторов наряду с разработкой и внедрением технических и технологических мероприятий, направленных на уменьшение уже накопленных деформаций, развёрнуты работы по созданию расчётных средств, позволяющих обосновать безопасность эксплуатации реакторов после завершения работ по восстановлению ресурсных характеристик. Одним из разработанных расчётных средств является программа KLDAPKA.

Программа KLDAPKA предназначена для расчета температуры конструктивных элементов активной зоны реакторов РБМК как при нормальной эксплуатации, так и в переходных и аварийных режимах. В частности, рассчитывается температура твэла во всех топливных каналах активной зоны, температура всех труб технологических каналов (ТК), температура всех графитовых колец и втулок, температура графита во всех колоннах, включая боковые и торцевые отражатели и т.д. Расчет температурного режима поглотителей (СУЗ и ДП) в программе KLDAPKA пока не предусмотрен.

Математическая модель, положенная в основу программы, базируется на детальном описании конструктивных элементов активной зоны и учитывает все основные механизмы теплообмена (излучение, аксиальные и радиальные растечки тепла и т.д), влияющие на её температурный режим. Граничными условиями в программе являются: сверху – металлоконструкция схемы «Е», снизу – металлоконструкция схемы «ОР», по радиусу – металлоконструкция схемы «КЖ».

В качестве исходных данных программа KLDAPKA обычно использует стационарный расчет трехмерного распределения поля энерговыделений, полученный с помощью нейтронно-физической программы STEPAN-2(3), а также стационарные данные по температуре и расходу теплоносителя в каналах активной зоны. Расчет распределения энерговыделения в графит-

те программа производит «самостоятельно» с учетом реальной загрузки активной зоны, поканальной глубины выгорания топлива и глубины погружения стержней СУЗ. В программе также предусмотрена специальная опция, с помощью которой энерговыделение в графите может задаваться извне, например, из полномасштабного расчета реактора по программе MCNP.

В докладе приводится краткое описание программы KLDAPKA и некоторые результаты ее практического использования для обоснования безопасной эксплуатации РБМК. В частности, представлены результаты анализа возможности эксплуатации ячеек последнего ряда бокового отражателя без охлаждения, результаты изменения температурного режима графита при переводе эксплуатации ячеек с устройством аварийного охлаждения на «сухой» вариант и пример использования программы в задаче разогрева обезвоженного реактора в аварии с полным обесточиванием энергоблока для определения скорости роста и уровней достигаемых температур.

Отметим, что аналогов программы KLDAPKA, решающей задачу теплопроводности во всем объеме активной зоны РБМК, в настоящее время не существует.

## 1. Краткое описание расчетной модели

Расчет температуры в графите активной зоны и каналах охлаждения бокового отражателя проводится на основании численного решения уравнения теплопроводности в ортогональной криволинейной системе координат  $(\xi, \eta, z)$ . Уравнение теплопроводности в системе  $(\xi, \eta, z)$  имеет вид:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{h_{\xi} h_{\eta}} \left[ \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \frac{h_{\eta}}{h_{\xi}} \lambda_{\perp} \frac{\partial T}{\partial \xi} \right) + \frac{\partial}{\partial \eta} \left( \frac{h_{\xi}}{h_{\eta}} \lambda_{\perp} \frac{\partial T}{\partial \eta} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda_{\parallel} \frac{\partial T}{\partial z} \right) + q_v,$$

где:  $\xi, \eta, z$  - ортогональные криволинейные координаты;  $h_{\xi}(\xi, \eta)$ ,  $h_{\eta}(\xi, \eta)$  - метрические коэффициенты преобразования;  $T(\xi, \eta, z)$  - температура;  $q_v(\xi, \eta, z)$  - плотность генерации тепла;  $\lambda_{\perp}(\xi, \eta, z)$ ,  $\lambda_{\parallel}(\xi, \eta, z)$  - теплопроводность в перпендикулярном и параллельном направлениях к оси канала;  $t$  - время;  $c$  - теплоемкость;  $\rho$  - плотность.

Ввод системы координат -  $\xi, \eta, z$  осуществлялся исходя из геометрии границ графитового блока, то есть его поверхности рассматривались как предельные значения вычислительных координат. Такой подход позволил согласовать форму границ блока и регулярную сетку в радиальном направлении, а также наиболее полно (в пределах точно) описать расчетную область, в которой решается задача теплопроводности.

Построение системы координат  $\xi, \eta, z$  (ортогональной расчетной сетки) реализовано по следующей схеме.

1. С помощью функции

$$|x|^{\xi} + |y|^{\xi} = \left[ r_0 + \left( \frac{\xi}{2} - 1 \right) \cdot \mu \right]^{\xi},$$

выполняется построение координатных линий (линий расчетной сетки) в радиальном направлении графитового блока. Здесь:  $\xi$  - безразмерная криволинейная координата, изменяющаяся от  $\xi_{\min} = 2$  до  $\xi_{\max} = 12$ ;  $\mu = (a - 2r_0) / (\xi_{\max} - \xi_{\min})$ ;  $a$  - поперечный размер графитового блока;  $r_0$  - радиус отверстия в графитовом блоке (см. рис.1).

Уравнение (2) при  $\xi = \xi_{\min}$  описывает внутреннюю границу ГБ, а при  $\xi = \xi_{\max}$  - внешнюю (см. рис.1). Отметим, что при  $\xi_{\max} = 12$  наружная поверхность ГБ описывается не точно. Квадрат описывается точно при  $\xi_{\max} \rightarrow \infty$ . Од-

нако при возрастании  $\xi_{\max}$  усложняется задача расчета метрических коэффициентов преобразования. Учитывая это, а также тот факт, что в углах графитового блока градиенты температур невелики, дальнейшее увеличение  $\xi_{\max}$  (более 12) признано нецелесообразным.

2. На основании результатов численного решения системы уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dy}{dx} = \left| \frac{y}{x} \right|^{\xi} \frac{x}{y} \\ |x|^{\xi} + |y|^{\xi} = \left[ r_0 + \left( \frac{\xi}{2} - 1 \right) \cdot \mu \right]^{\xi} \end{cases}$$

проводилось построение координатных линий (координаты  $\eta$ ) в азимутальном направлении. При этом соблюдается условие ортогональности вводимых координат. Криволинейная координата  $\eta$  – аналог полярной координаты  $\varphi$ , т.е. характеризует некий криволинейный угол. Пределы изменения координаты  $\eta$  от 0 до  $2\pi$ .

На рис.1 представлена расчетная сетка в радиально-азимутальном (слева) и радиально-аксиальном (справа) направлении, используемая в программе KLADKA для топливных ячеек в центральной части активной зоны.

В графитовом блоке в плане x-y используется 80 расчетных узлов. Разбиение блока по высоте выполнено с шагом 20 мм, что позволяет описать каждое кольцо твердого контакта (КТК), расположенное в зазоре между ГБ и трубой ТК. Отметим, что в центральной части активной зоны чередуются кольца двух типов, одно из которых находится в плотном контакте с ГБ, другое – в

плотном контакте с трубой ТК (см. рис.1). Графитовые кольца контактируют между собой по торцевым поверхностям. На торцевых частях активной зоны в зазоре размещаются графитовые втулки, находящиеся в плотном контакте с трубой ТК.

Поле температур в кольцах, втулках и трубе ТК определяется на основании численного решения уравнения теплопроводности в г-z геометрии. При этом графитовые кольца в радиальном направлении разбиваются на пять слоев, втулки и труба ТК – на три.

Центральное отверстие в колоннах бокового отражателя заполнено сплошным графитовым стержнем. Поэтому решение уравнения теплопроводности в данном элементе кладки проводится в прямоугольной декартовой системе координат. Ячейки бокового отражателя в плане x-y разбиваются на 16 расчетных узлов, по высоте – так же, как и ячейки активной зоны. На рис.2 показано как в плане x-y согласуются расчетные стеки в активной зоне, боковом отражателе и ячейках каналов охлаждения отражателя.

Решение задачи распространения тепла в графитовой кладке проводится с учетом теплового излучения во всех газовых зазорах кладки, а также с учетом аксиальных и радиальных растечек тепла. Его основу составляют численные решения уравнений теплопроводности в 3-х различных системах координат (криволинейной, декартовой и цилиндрической). Во всех геометриях построение конечно-разностного аналога уравнения теплопроводности проводилось с использованием метода контрольного объема [1]. Для аппроксимации уравнения по времени применяется неявный метод.

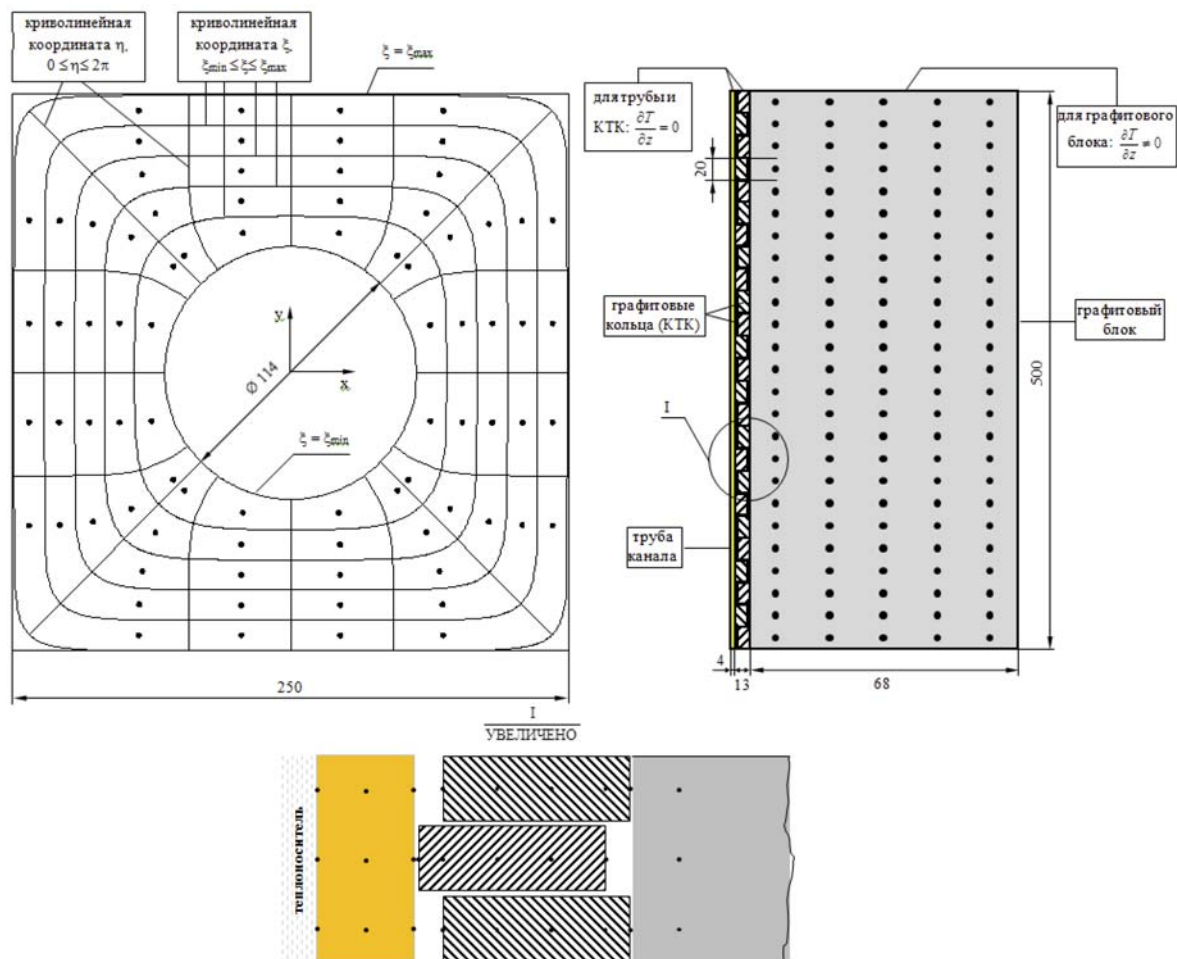


Рис. 1. Расчетная сетка в ГБ, КТК и трубе ТК (размеры в мм)

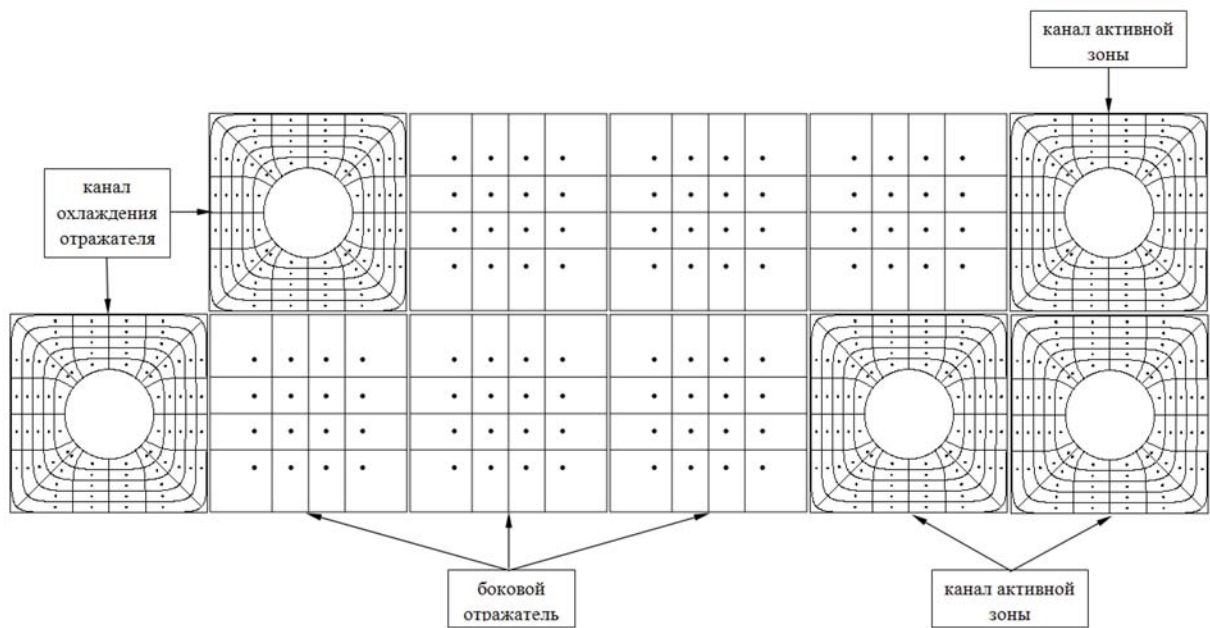


Рис. 2. Фрагмент ГК с радиально-азимутальной нодализацией ГБ, расположенных в активной зоне, боковом отражателе и ячейках каналов охлаждения отражателя (КОО)

Для определения температуры твэла и анализа аварийных режимов, связанных с осушением каналов, в программе KLADKA предусмотрен блок расчета температур твэла, который основывается на численном решении нестационарного трехмерного уравнения теплопроводности в  $r, \varphi, z$  геометрии. Особенностью данного блока является то, что нодализация твэла может быть любой, а расчет температур проводится с учетом зависимости величины зазора и состава газа под оболочкой твэла от выгорания топлива. При этом при расчете термосопротивления газового зазора учитывается его изменение за счет термических деформаций топлива и оболочки. Также отметим, что при моделировании аварийных режимов с осушением каналов теплоотдача к теплоносителю заменяется теплопередачей к трубе ТК за счет теплового излучения.

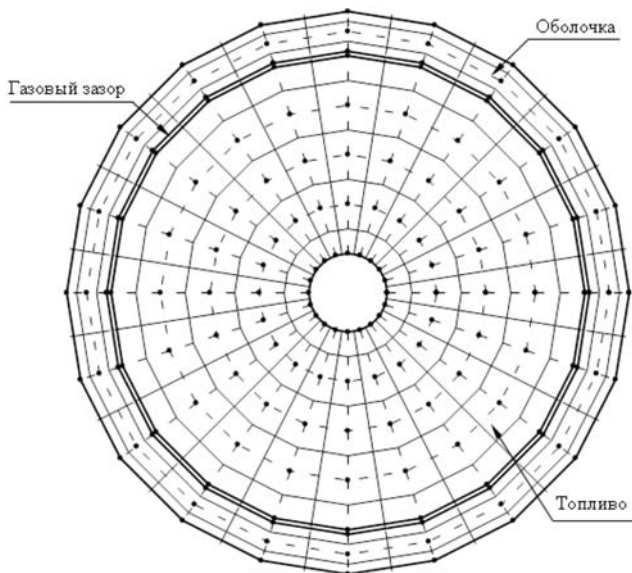


Рис. 3. Радиально-азимутальная нодализация твэла

## 2. Температурный режим КОО

В настоящее время в результате формоизменения ГК на энергоблоках РБМК 1-ой очереди обнаружено взаимодействие периферийного ряда графитовых колонн с кожухом реактора, который является радиальной границей герметичного реакторного пространства РБМК. Для восстановления гарантированного зазора между кожухом и кладкой эксплуатирующей организацией развернуты работы по созданию специального ремонтного оборудования, предназначенного для механической резки углов ГБ. Одним из направлений этих работ является резка углов ГБ внутри ячеек КОО. После выполнения операций по резке может случиться так, что по каким-либо причинам вернуть трубу Фильда в ячейку КОО не получится, и она останется без охлаждения. В этом случае при работе реактора на мощности температура графитовой колонны и штанги в отремонтированной ячейке возрастет, что приведет к локальному увеличению температуры кожуха и дополнительному стоку тепла в ячейки КОО с нормальным охлаждением. Проектная документация устанавливает ограничение на температуру эксплуатации кожуха реактора - менее  $350^{\circ}\text{C}$ , а технологический регламент запрещает иметь температуру воды: на сливе 10 и более КОО выше  $95^{\circ}\text{C}$ ; на сливе любого КОО выше  $110^{\circ}\text{C}$ . Все эти условия должны соблюдаться и после выполнения ремонтных работ. Обоснование безопасной эксплуатации ячеек КОО после ремонта выполнялось с помощью программы KLADKA. В том числе определялось допустимое количество ячеек КОО, способных работать без охлаждения. На рис.4 показан температурный режим бокового отражателя в наиболее горячем сечении по высоте ГК при отсутствии охлаждения в 40 ячейках КОО (выделены желтым маркером).

На рис.5 показано радиально-азимутальное поле температур в наиболее горячем графитовом блоке при условии штатного охлаждения ячеек КОО и в отсутствии охлаждения в 40 ячейках (из ГБ вырезана  $\frac{1}{4}$  часть, обращенная к кожуху реактора).

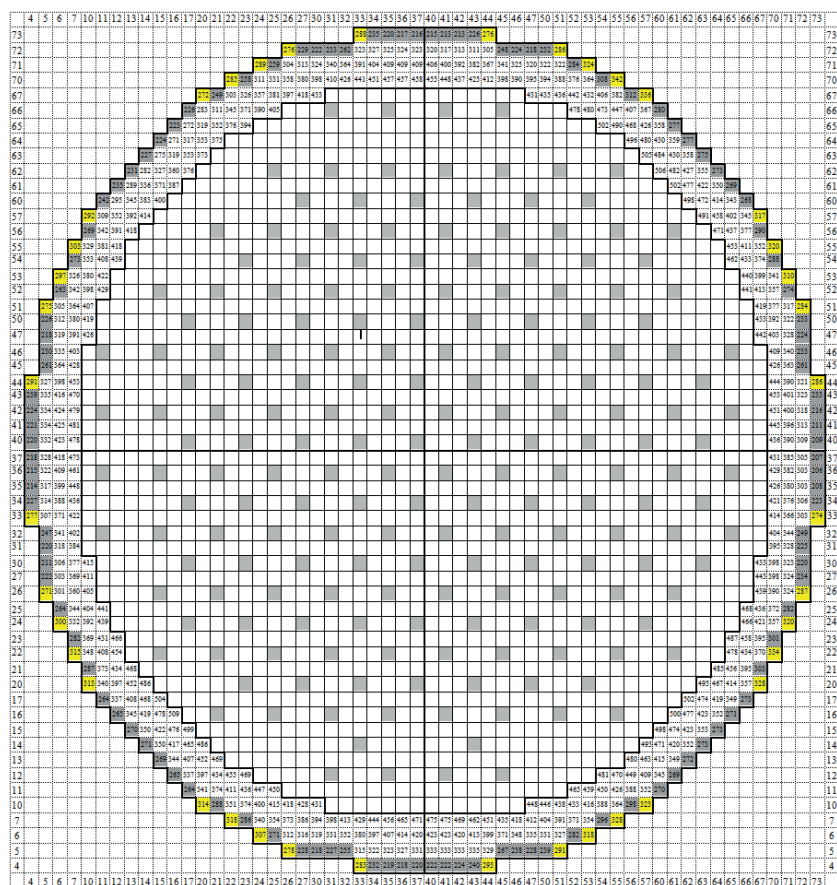


Рис. 4. Средняя по сечению температура графитового блока бокового отражателя на отметке 1,75 м от верхнего среза активной зоны, °С.

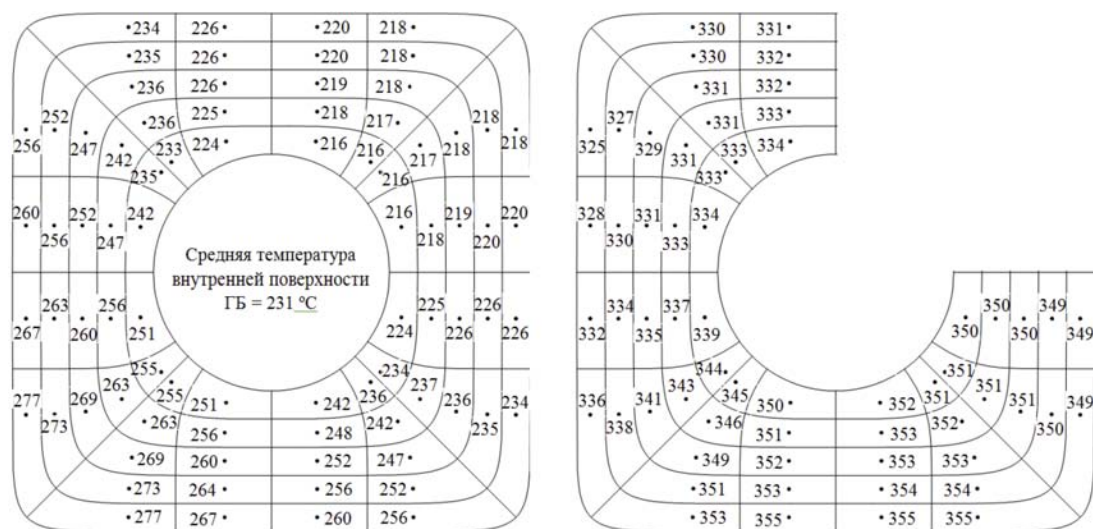


Рис. 5. Поле температур в ГБ наиболее «горячей» ячейки КОО (слева - ячейка 64-62 до ремонта с охлаждением, справа - ячейка 70-55 после ремонта без охлаждения), °С.

Выполненные расчеты позволили сделать следующие выводы:

- при восстановлении нормального охлаждения ячеек КОО нет ограничений на количество ремонтируемых колонн вне зависимости от способа резки углов графитовых блоков (снаружи или изнутри). Температура графита ячеек КОО и кожуха реактора в этом случае меняется незначительно;
- при выборе схемы ремонта изнутри ячеек КОО допускается оставить без охлаждения до 40 ячеек

КОО. При этом каждая осушенная ячейка должна контактировать по одной из поверхностей с ячейкой КОО с нормальным охлаждением. Максимальная (локальная) температура кожуха в этом случае не превысит 320 °С, что удовлетворяет требованиям по условиям эксплуатации металлоконструкции схемы «КЖ»;

- регламентные требования по температуре воды на сливе КОО выполняются с большим запасом.

### 3. Изменение температуры графита при переводе ячеек РУ с УАО на «сухой вариант»

В настоящее время принято решение об организации работ по переводу ячеек РУ энергоблоков № 1÷4 Курской АЭС с установленными устройствами аварийного охлаждения (УАО) технологического канала на «сухой вариант». Согласно графику перевода в 2019-2021 годах планируется использование «сухого варианта» в 11, 18, 14 и 8 ячейках для энергоблоков №1,2,3 и 4 Курской АЭС, соответственно. Перевод ячеек на «сухой вариант» неизбежно приведет к увеличению температуры графита данных ячеек, а также ячеек, контактирующих с ними по боковым граням. С помощью программы KLADKA были проведены предварительные оценки изменения температурного режима графитовой кладки без использования компенсирующих мер по снижению

мощности ТК вокруг «сухих» ячеек. На рис.6 в качестве иллюстрации показано радиально-азимутальное поле температур в наиболее энергонапряженной ячейке до и после перевода ее на «сухой вариант».

Из рис.6 видно, что температура графита «сухой» ячейки выросла на ~ 180÷250°C по сравнению с вариантом штатного охлаждения и превысила эксплуатационный предел (730°C) и предел безопасной эксплуатации (750°C) по температуре графита. Это означает, что для реализации решения по переводу ячеек с УАО на «сухой вариант» в запланированном объеме требуется принятие компенсирующих мер по снижению мощности ТК в окрестности «сухих» ячеек, расположенных в зоне плато, либо корректировка перечня переводимых ячеек. В свою очередь отметим, что на периферии активной зоны из-за более низких мощностей ТК требования технологического Регламента по температуре графита при переводе ячеек на «сухой вариант» выполняются.

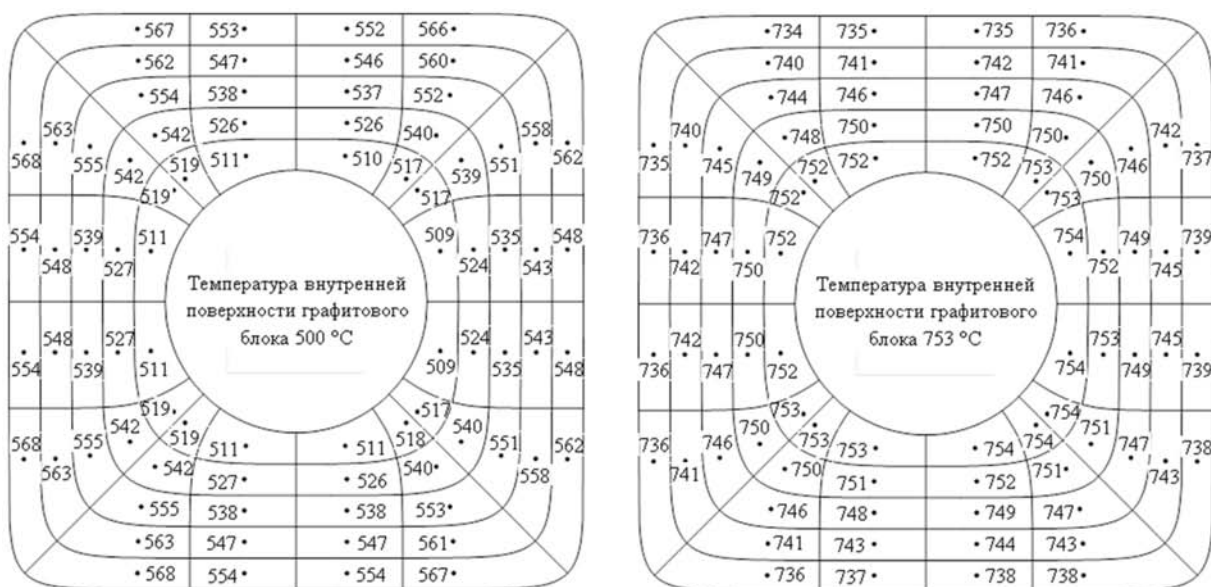


Рис. 6. Поле температур в ГВ в наиболее «горячем» по высоте сечении ячейки 52-40 (слева – штатное охлаждение, справа – «сухой вариант»), °С.

### 4. Использование кода KLADKA для расчета запроектной аварии с полным обесточиванием энергоблока

Традиционно для анализа данной запроектной аварии используется теплогидравлической код RELAP5/mod3.2, который не может моделировать реальную загрузку реактора и реальную геометрию графитовой кладки. Поэтому требуется подтверждение получаемых с помощью RELAP5/mod3.2 результатов.

Программа KLADKA моделирует все каналы активной зоны, все каналы бокового отражателя, включая КОО, и учитывает все основные механизмы теплообмена, оказывающие влияние на динамику разогрева обезвоженного реактора. Поэтому представляет интерес рассмотреть данную аварию с помощью программы KLADKA.

Рассматривался следующий сценарий аварийного процесса.

До аварии реактор работает на мощности 3200МВт. В момент времени  $t_0$  происходит обесточивание энергоблока, приводящее к заглушению реактора. Предполагается, что источники надежного электропитания (дизель-генераторы и пускорезервный трансформатор) длительно

неработоспособны. Электропитание от аккумуляторных батарей (источников постоянного тока) функционирует. Длительно не функционируют системы безопасности и системы, важные для безопасности, выполняющие функции компенсации потери теплоносителя из-за испарения воды в КМПЦ от остаточного энерговыделения и за счет тепла, аккумулированного в графитовой кладке и в металлоконструкциях РУ. Также не работают системы охлаждения контура СУЗ, системы вентиляции и т.д. Мобильная техника недоступна. Система защиты КМПЦ от превышения давления в составе 8 ГПК работоспособна. Считается, что давление в КМПЦ за счет работы ГПК поддерживается на уровне 7МПа.

При моделировании аварии считалось, что:

- в момент  $t_0=10$ с реактор заглушается в результате обесточивания;
- в момент  $t_0+600$ с одновременно обезвоживаются все каналы контура СУЗ;
- в момент  $t_0+7200$ с одновременно обезвоживаются все каналы КМПЦ и КОО.

В расчет задавалось:

- проектная геометрия графитовой кладки (имеется в виду, что все конструктивные элементы ГК, вплоть

до каждого кольца твердого контакта между ГБ и ТК, смоделированы в соответствии с их проектными размерами);

- загрузка соответствовала референтному состоянию активной зоны энергоблока №1 Смоленской АЭС, которое использовалось при выполнении УОБ;
  - трехмерное распределение энерговыделения в активной зоне на номинальной мощности получено с помощью аттестованной программы STEPAN-2;
  - остаточное энерговыделение в каждой расчетной ячейке активной зоны рассчитывалось с учетом выгорания топлива (2,8% обогащения с 0,6% эрбия);
  - аксиальное распределение энерговыделения в каждом канале соответствовало распределению на номинальной мощности.
- Граничные условия в модели:
- металлоконструкция схемы «КЖ» = 70°C в течение всего расчета;
  - металлоконструкции схем «Е» и «ОР» = 270°C в течение всего расчета.
- В расчете учитывались:
- радиальные расточки тепла между колоннами кладки;
  - аксиальные перетоки тепла в топливе и в графите;

- везде, где есть газовые зазоры, теплопередача рассчитывалась с учетом теплопроводности и излучения.

На рис.7 показано изменение максимальных температур твэла, трубы ТК и графита в ячейке 56-37, которая в исходном состоянии обладала наибольшей линейной тепловой нагрузкой на твэл (мощность ТК=2,84 МВт, Kz=1,36). Из рисунка видно, что сразу после заглушения реактора температура твэлов быстро падает до температуры насыщения теплоносителя и остается на этом уровне до момента осушения ТК. Графит к концу второго часа остывает до температур порядка 320°C. После осушения ТК начинается разогрев топлива и оболочек твэл. Следом за твэлами начинает греться каналная труба и графит кладки. Результаты расчета показывают, что температура трубы ТК в ячейке 56-37 достигает 650°C (температура разрыва ТК при 7МПа) через 4 часа 25 минут. На рис.8 приведен фрагмент картограммы активной зоны размером 7×7 каналов, в котором сверху вниз указаны: тип канала (ТК, СУЗ), исходная мощность канала (МВт), аксиальный коэффициент неравномерности энерговыделения и время достижения трубой ТК температуры 650°C. В центре фрагмента - ячейка 56-37.

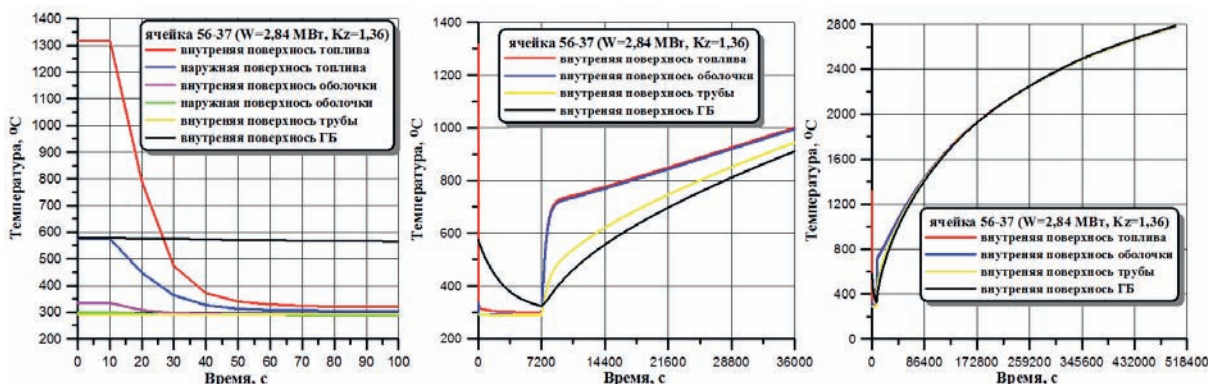


Рис. 7. Изменение температур твэла, трубы ТК и графита в ячейке 56-37 (слева – в интервале от 0 до 100с, в центре – от 0 до 10 часов, справа – от 0 до 6 суток)

		34	35	36	37	40	41	42	
61	ТК	1	ТК	2	ТК	3	ТК	4	ТК
	2.17	2.38	2.61	1.87	1.79	2.62	2.33		
	1.25	1.32	1.25	1.19	1.17	1.23	1.23		
	5 ч 32 мин	5 ч 33 мин	5 ч 18 мин	6 ч 3 мин	6 ч 7 мин	5 ч 50 мин	6 ч 8 мин		
60	ТК	8	ТК	9	ТК	10	СУЗ	11	ТК
	2.59	2.71	2.31	2.72	2.11	2.26		14	
	1.28	1.28	1.25	1.25	1.22	1.23			
	5 ч 10 мин	4 ч 59 мин	5 ч 22 мин	6 ч 56 мин	5 ч 13 мин	5 ч 33 мин	5 ч 43 мин		
57	ТК	5	ТК	16	ТК	17	ТК	18	ТК
	1.78	2.11	1.84	2.25	2.57	1.72	2.77	21	
	1.25	1.26	1.25	1.27	1.29	1.25	1.30		
	5 ч 33 мин	5 ч 27 мин	5 ч 24 мин	5 ч 9 мин	4 ч 54 мин	5 ч 39 мин	5 ч 4 мин		
56	ТК	22	СУЗ	23	ТК	24	ТК	25	ТК
	2.58		2.61	2.84	2.78	2.30		28	
	1.29		1.32	1.36	1.36	1.32			
	5 ч 13 мин	6 ч 45 мин	4 ч 50 мин	4 ч 25 мин	4 ч 40 мин	6 ч 42 мин	5 ч 12 мин		
55	ТК	29	ТК	30	ТК	31	ТК	32	ТК
	2.19	1.84	2.71	1.87	2.45	1.79	2.69	35	
	1.29	1.30	1.39	1.44	1.39	1.33	1.36		
	5 ч 26 мин	5 ч 28 мин	4 ч 44 мин	5 ч 7 мин	4 ч 50 мин	5 ч 31 мин	4 ч 36 мин		
54	ТК	36	ТК	37	ТК	38	СУЗ	39	ТК
	1.70	2.64	2.02	2.01	1.80	2.31		42	
	1.27	1.36	1.45	1.46	1.34	1.35			
	5 ч 53 мин	4 ч 58 мин	5 ч 14 мин	6 ч 45 мин	5 ч 21 мин	5 ч 41 мин	5 ч 33 мин		
53	ТК	43	ТК	44	ТК	45	ТК	46	ТК
	1.93	2.40	1.68	1.80	2.42	1.52	1.50	49	
	1.28	1.33	1.35	1.44	1.39	1.29	1.27		
	5 ч 45 мин	5 ч 16 мин	5 ч 27 мин	5 ч 28 мин	5 ч 15 мин	6 ч 17 мин	6 ч 23 мин		

Рис. 8. Фрагмент картограммы активной зоны с временем разогрева трубы ТК до 650°C

Из рис.8 следует, что к 5 часу после исходного события происходит разогрев множества каналных труб до температуры 650°C, что по сути означает потерю целостности реакторной установки. Поэтому дальнейшее моделирование данного сценария проводится исключительно в методических целях в предположении, что все конструктивные элементы РУ сохраняют свою целостность вне зависимости от уровня достигаемых температур.

Результаты расчета показывают, что в ячейке 56-37 максимальный проектный предел по температуре оболочки (1200°C) достигается через 15 часов 45 минут после исходного события, температура плавления оболочки (1850°C) достигается к концу вторых суток (~43 час). Через ~6 суток начинает плавиться топливо.

На рис.9 показана динамика нарастания количества каналов, в которых превышены температурные критерии по трубе и оболочке твэла: 650°C, 1200°C и 1850°C.

Из рис.9 следует, что к концу первых суток температура трубы ТК превысит 650°C во всех каналах активной зоны, к концу 4-х суток температура твэлов превысит 1200°C во всех каналах активной зоны, к концу 6 суток температура твэлов превысит 1850°C в ~85% топливных ячеек активной зоны.



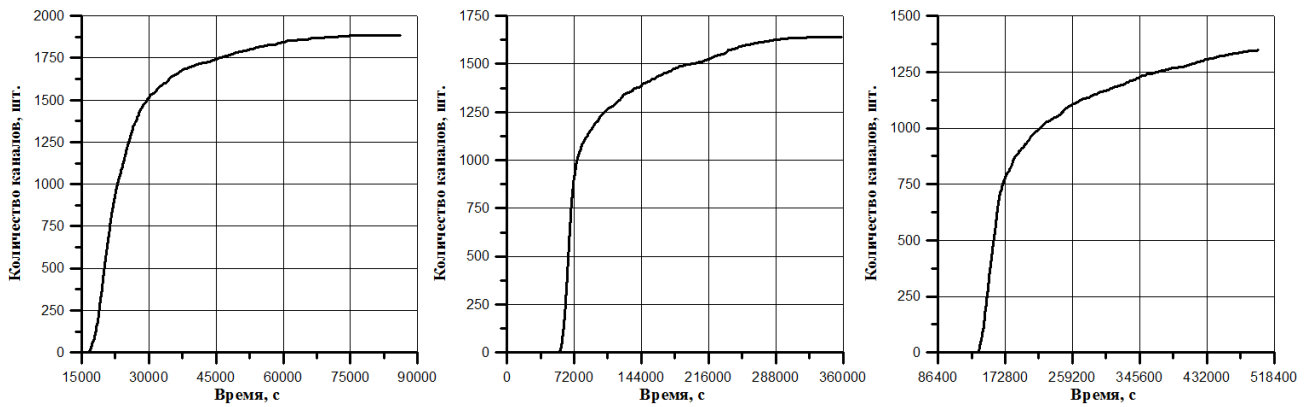


Рис. 9. Количество каналов с температурой трубы ТК выше 650°С (слева), с температурой твэла выше 1200°С (в центре) и 1850°С (справа).

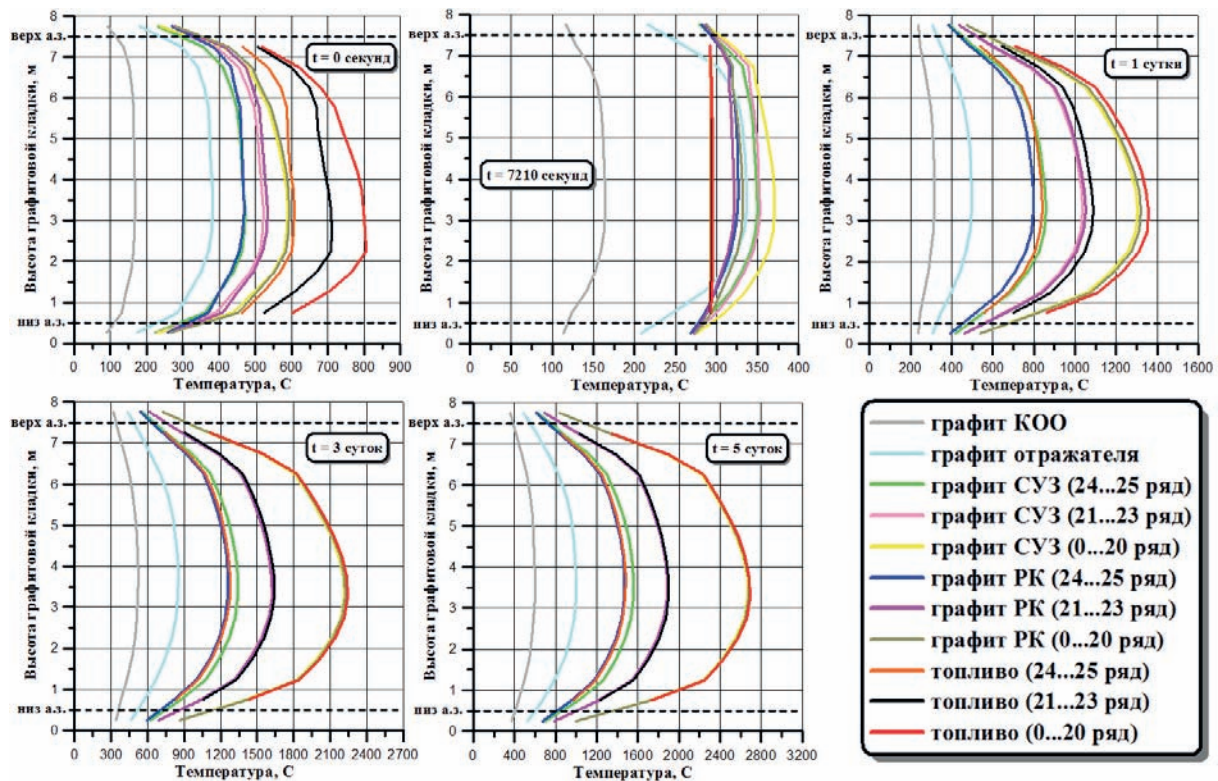


Рис. 10. Аксиальное распределение средних температур топлива и графита по радиальным зонам кладки в различные моменты времени.

На рис.10 приведено аксиальное распределение средних температур топлива и графита по радиальным зонам в моменты времени  $t_0=10\text{с}$ ,  $t_0+2\text{ч}$ ,  $t_0+1\text{сутки}$ ,  $t_0+3\text{суток}$  и  $t_0+5\text{суток}$  после обесточивания. Из рисунка видно существенное отставание температуры на периферии от температуры в центре активной зоны.

В заключении отметим, что расчет разогрева обесточенного реактора с помощью программы KLADKA до температур, при которых возможна потеря конструктивной целостности РУ (650°С при номинальном давлении в БС), дает менее оптимистичные результаты, чем полученные по программе RELAP5/mod3.2. Разница во времени составляет порядка одного часа. Установление причин расхождения результатов требует проведения отдельного анализа.

## Выводы

Разработана и программно реализована полномасштабная трехмерная модель расчета температуры

конструкционных элементов активной зоны реактора РБМК (KLADKA). Детальное описание всех устройств активной зоны (кроме поглотителей ДП и СУЗ) дает возможность проводить подробный анализ поля температур в графите кладки, включая отражатель, в твэлах и трубах ТК, в кольцах твердого контакта, в штангах КОО во всех ячейках активной зоны. При этом учитываются такие механизмы теплообмена как радиальные и аксиальные растечки тепла, излучение, тепловое расширение твэлов и т.д. Все это в совокупности дает право отнести программу KLADKA к классу прецизионных программ.

В докладе продемонстрирована работоспособность программы на примерах расчета стационарных и аварийных режимов работы реактора.

## Список литературы

Д. Андерсон, Дж. Таннехилл, Р. Плэтчер. Вычислительная гидромеханика и теплообмен, в 2-х т., Мир, 1990.

# СОПРОВОЖДЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РУ БН-600 И БН-800 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ГЕФЕСТ

Белов А.А., Белоусов В.И., Березнев В.П., Дробышев Ю.Ю., Селезнев Е.Ф., Чернова И.С.  
ИБРАЭ РАН, Москва

Гаврилов А.В., Пинегин В.И.  
Белоярская АЭС, Заречный

## Введение

Программный комплекс ГЕФЕСТ [1] и программно-технический комплекс (ПТК) ГЕФЕСТ800 [2, 3] предназначены для проведения эксплуатационных расчетов нейтронно-физических характеристик быстрого реактора с натриевым теплоносителем и обоснования ядерной безопасности при обращении со свежим и отработавшим топливом на АЭС. Комплекс ГЕФЕСТ установлен на третьем блоке Белоярской АЭС, ПТК ГЕФЕСТ800 – на четвертом. Комплекс ГЕФЕСТ был в очередной раз аттестован и по результатам аттестации получил в 2015 году паспорт №378 [4]. ПТК ГЕФЕСТ800 был аттестован в 2016 году – паспорт №404 [5].

Авторы комплексов сопровождают их работу на Белоярской АЭС и расширяют их расчетные возможности. Работа проходит в тесном контакте с сотрудниками ОЯБиН. В статье сделан обзор работ выполненных в 2017 году.

## Адаптации ПТК ГЕФЕСТ800 к расчету активной зоны реактора БН-800, содержащей экспериментальные ТВС с нитридным топливом

С середины 2013 года в активную зону (а.з.) РУ БН-600 устанавливаются экспериментальные тепловыделяющие сборки, содержащие ТВЭЛы со смешанным нитридным уран-плутониевым топливом. Цель проведения экспериментальной программы: получение экспериментальных данных по поведению смешанного нитридного уран-плутониевого (СНУП) топлива и его взаимодействию с оболочкой ТВЭЛ в различных конфигурациях материалов и геометрических размеров.

Для обеспечения расчетного сопровождения загрузки реактора БН-800 с помощью ПТК ГЕФЕСТ800 для случая возможной установки ТВС со СНУП топливом в а.з. необходимо было провести следующие работы:

1. создать универсальный ввод данных по загрузке а.з.;
2. провести валидацию текстов программ;
3. осуществить поверочный расчет ТВС со СНУП топливом.

ПТК ГЕФЕСТ800 построен на основе множества программных модулей, объединенных системной оболочкой WM и топливным архивом (ТА) [2]. Первоначальное формирование ТА для первой микрокампании (МК) и последующие перегрузки а.з. РУ БН-800 (для второй и более поздних МК) проводятся средствами ГЕФЕСТ800 на основе существующего ТА и файла состояния а.з. На рисунке 1 приведена схема формирования ТА.

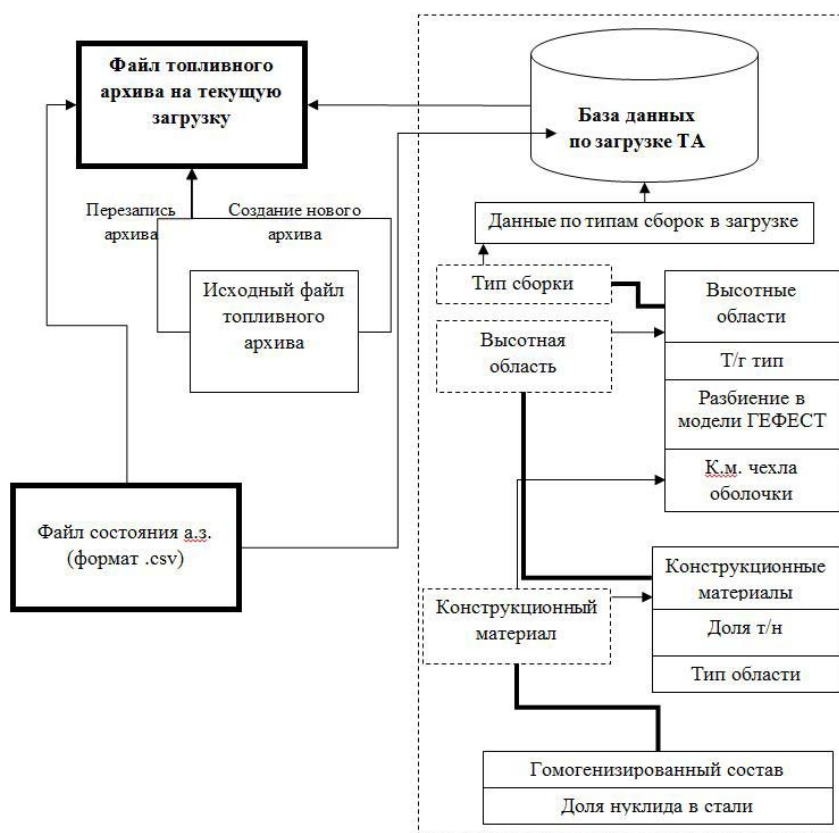


Рис. 1. Схема формирования текущего ТА по информации из базы данных, файла загрузки и исходного архива

Расчет модельной комбинированной тепловыделяющей сборки

Для демонстрации работоспособности ПТК ГЕФЕСТ800 были проведены расчеты облучения модельной комбинированной тепловыделяющей сборки со СНУП топливом в РУ БН-600.

Расчет выгорания проводился по штатной для ГЕФЕСТ800 опции программы VPS, учитывающей 47 нуклидов актиноидов и 428 нуклидов осколков деления. В число осколков деления входят нуклиды с периодом полураспада больше суток.

Моделируемый режим облучения составил 4 микрокампании (три МК модельная ТВС находилась в а.з. и одну МК стояла во внутриреакторном хранилище (ВРХ)) и затем рассчитывалась выдержка сборки в 500 суток.

#### Потвэльное представление сборок.

На примере ТВС продемонстрируем построение геометрической модели для потвэльного представления. ТВС а.з. реактора типа БН представляют собой гетерогенную структуру и содержат 127 твэлов (см. рисунок 2). Предлагается расчетную ячейку канала с ТВС а.з. или стержнем СУЗ представлять в плане в виде 127 расчетных микроячеек, каждая из которых моделирует один твэл (для ТВС малой, средней и большой зоны обогащения - фактически, а для всех иных сборок - модельно). Эти микроячейки дополняются ячейками, моделирующими чехол ТВС или гильзу стержня СУЗ. ТВС бокового воспроизводящего экрана представляются аналогично, но с числом микроячеек равным 37.

Потвэльное представление дает возможность отслеживать выгорание и рассчитывать функционалы для каждого твэла отдельно.

На рисунке 3 представлено поперечное сечение модельной ТВС с указанием положения четырех твэлов со СНУП топливом, которые выделены серым цветом.

Согласно используемой в комплексе модели (см. рисунки 2 и 3) ТВС «смотрит» на центр а.з. гранью с ячейками 149-156. Твэлы со СНУП топливом имеют номера 1, 72, 82 и 87. Ближайшими к центру а.з. из них являются

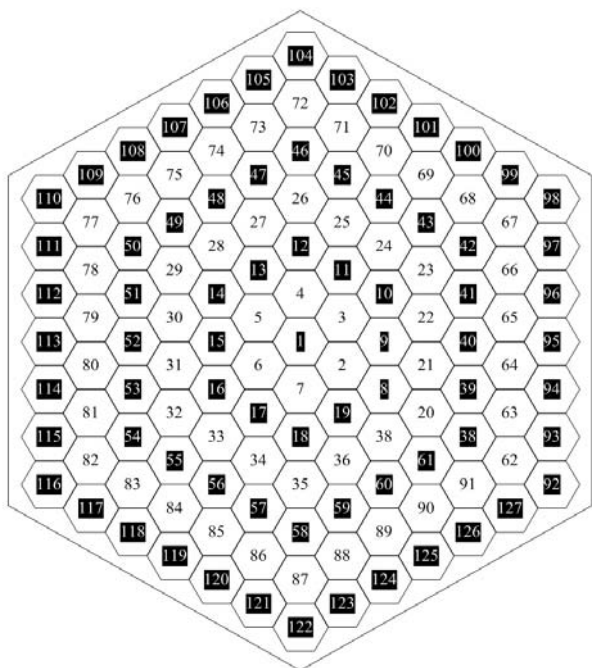


Рис. 2. Схема ТВС а.з. реактора БН

ся твэлы под номерами 82 и 87, а самым дальним – твэл с номером 72.

#### Топливный архив для потвэльного представления сборок.

В комплексах ГЕФЕСТ и ГЕФЕСТ800 основная расчетная модель содержит одну точку на сборку в плане. Соответственно, хранение данных проводится для гомогенного представления сборки. Также в комплексе существует ТА, позволяющий хранить данные по сборке в общем виде – внутренние ячейки, моделирующие твэл, и граничная ячейка, моделирующая чехол с прилегающим натрием. Число твэлов произвольно.

Для расчета а.з. с модельной комбинированной ТВС был создан ТА в потвэльном представлении, в котором для нее хранились данные на каждый из 127 твэлов, для остальных сборок данные хранились для «среднего» твэла.

Архив для потвэльного представления создавался на основе архива для гомогенного представления. Гомогенные концентрации преобразовывали с учетом сохранения баланса материалов в «гетерогенные» с выделением: чехла с прилегающим натрием и внутренних ячеек, моделирующих твэлы. Заполнение данных для модельной ТВС было выполнено отдельно.

#### Результаты расчетов облучения модельной ТВС.

Формирование ТА по МК проводилось штатными и специально созданными средствами комплекса ГЕФЕСТ. Подготовка сечений и расчет нуклидной кинетики проводились штатными средствами комплекса.

Были получены потвэльные распределения следующих функционалов: быстрого и полного флюенса, энерговыделения, линейной нагрузки, дозовой нагрузки.

Были рассчитаны ядерные концентрации 47 актиноидов и 428 продуктов деления и на их основе получены массовые и изотопные составы топлива. Расчет погрешности состава облученного топлива осуществлялся одновременно с решением задачи нуклидной кинетики на основе погрешности масс первоначальной загрузки и погрешности периода полураспада нуклидов. Погрешность определения суммы продуктов деления для

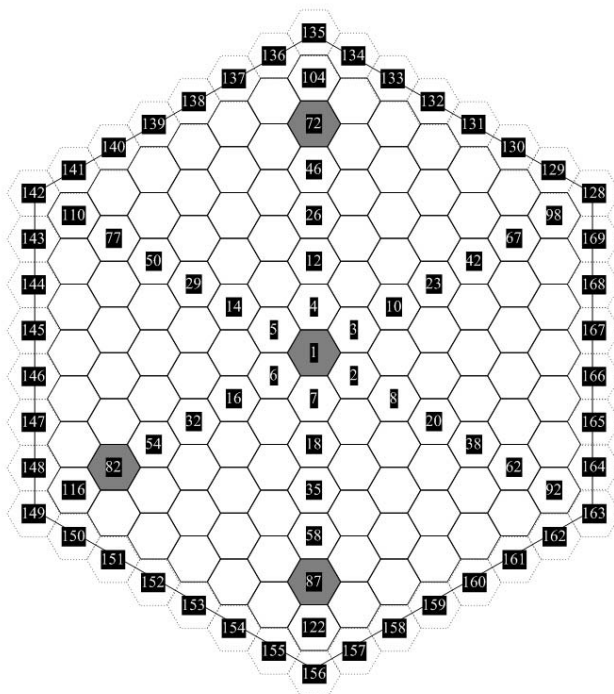


Рис. 3. Нумерация ячеек в потвэльной модели ТВС

оксидного и нитридного топлива составила ~2,5% и ~2,7%, соответственно.

### Адаптация программного комплекса ГЕФЕСТ к расчету активной зоны реактора БН-600, содержащей устройства для наработки изотопа Со-60

Особенностью представления сборок в модели а.з. является гомогенизация материалов сборки. Топливо, теплоноситель и конструкционные материалы «замешиваются» в расчетной ячейке. Этот подход используется при расчете быстрых реакторов, поскольку в них, как правило, отсутствуют сильно гетерогенные структуры с чередованием замедлителя, поглотителя и топлива. Облучательное устройство (ОУ), предназначенное для наработки кобальта-60 содержит замедлитель в виде гидрида циркония и его необходимо рассматривать как сильно гетерогенную структуру. Не учет этого обстоятельства приводит к расчетной ошибке определения поля нейтронов в сборках, окружающих ОУ.

В расчетах реакторов с тепловым спектром нейтронов (ВВЭР, РБМК) подготовку сечений для сборки осуществляют с помощью так называемых ячеечных программ. С их помощью получают константы с учетом гетерогенности ТВС и затем именно такие константы используют в реакторном расчете. Система CONSYST/БНАБ-93 не позволяет готовить «ячеечные» константы, поэтому возникла необходимость создания методики для их расчета.

Ранее в реактор БН-600 устанавливали «стержни-ловушки» и экспериментальные облучательные устройства (ЭОУ), в конструкции которых соседствовал замедлитель и поглотитель. Для учета такой гетерогенности в комплексе ГЕФЕСТ использовали набор констант, полученный по сторонней программе. В настоящее время подготовку констант для таких сборок можно сделать в рамках комплекса ГЕФЕСТ, используя существующие программные модули и небольшое число специально созданных программ.

#### Описание методики и средств расчета.

В комплексе ГЕФЕСТ помимо диффузионного модуля расчета поля нейтронов есть прецизионная программа ММК600, основанная на методе Монте-Карло. Она используется для расчетов ядерной безопасности узлов хранения топлива. Также она может быть использована для оценки полей нейтронов в сборках с сильной гетерогенностью.

В комплексе ГЕФЕСТ есть возможность создания модели а.з. в потвэльном представлении. Характери-

стики модели а.з. содержатся в ТА. Для ясности последующего изложения введем термины: гомогенной модель а.з. соответствует гомогенный ТА, а потвэльной модели а.з. — гетерогенный ТА. В первом случае речь идет о штатном представлении сборок в комплексе ГЕФЕСТ под системной оболочкой WM. Во-втором случае — не штатное представления сборок. Для создания потвэльного архива и проведения расчетов используются автономные версии комплекса ГЕФЕСТ (без системной оболочки).

Созданная методика заключается в следующей последовательности операций:

- 1) построение гетерогенной модели выбранной сборки в потвэльном представлении;
- 2) создание гетерогенного ТА на основе штатного гомогенного ТА;
- 3) ввод данных в гетерогенный ТА выбранной сборки;
- 4) расчет потвэльной модели с помощью программы ММК600;
- 5) подготовка диффузионных сечений для выбранной сборки в потвэльном представлении;
- 6) получение «гетерогенных» констант — свертка диффузионных сечений на потоках из расчета программы ММК;
- 7) ввод «гетерогенных» констант для выбранной сборки в комплекс ГЕФЕСТ под оболочкой;
- 8) штатный реакторный расчет по комплексу ГЕФЕСТ.

В 45 МК в реакторе БН-600 присутствовало шесть ЭОУ для наработки кобальта-60. Покажем на их примере использование разработанной методики.

Для облегчения работы и автоматизации построения модели сборки в потвэльном представлении разработана программа Рутіх. Она позволяет на основе «чертежного» представления получить доли вхождения материалов в микроячейки потвэльного представления ТВС. Под макроячейкой (или просто ячейкой) понимаем стандартную гексагональную ячейку, используемую в реакторном расчете, которая ограничивается чехлом ТВС с прилегающим к нему слоем натрия (в БН-600 размер ячейки под ключ в холодном состоянии составляет 9,87 см). Под микроячейкой понимаем гексагональную ячейку, содержащую твэл с окружающим его натрием (в БН-600 размер микроячейки под ключ для сборки а.з. равняется 0,80 см). В общем случае число и размер микроячеек, составляющих макроячейку, может варьироваться. Область макроячейки, не занятую набором микроячеек будем называть чехловой ячейкой.

На рис. 4 представлено слева направо: «чертежный» вид сборки, «чертежный» вид сборки с наложенной на него гексагональной сеткой, «потвэльный» вид сборки.

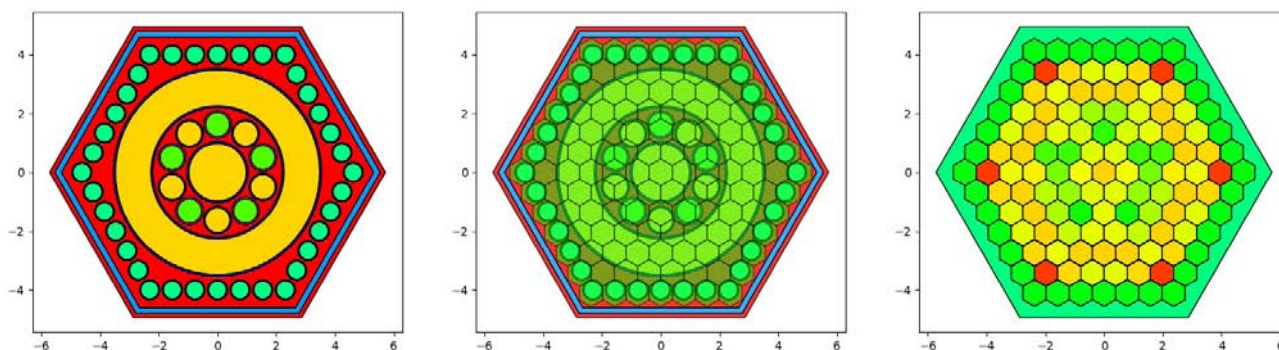


Рис. 4. «Чертежное» и «потвэльное» представления ЭОУ в программе Рутіх

На «чертежном» виде представлена конструкция ЭОУ. В центре труба с гидридом циркония, следом идет 10 трубчатых элементов (пять нарабатывающих элементов с кобальтом-59 и пять с гидридом циркония). Затем кольцевой элемент с гидридом циркония в обрамлении 36 поглощающих элементов с окисью европия в молибденовой матрице. Вся конструкция вложена в чехловую шестигранную трубу. Промежуток между элементами ЭОУ содержит теплоноситель – натрий.

С помощью программы Рутіх рассчитываются доли вхождения исходных материалов в микроячейки и чехловую ячейку и они, в дальнейшем, используются при построении и заполнении потвального ТА.

На следующем шаге, получив потвальный ТА, проводится реакторный расчет по программе ММК. Число историй в нашем случае равно 8,4 млрд.

На рисунках 5, 6 и 7 приводится распределение потока нейтронов и энерго-выделения для ЭОУ со сборками окружения (шесть сборок бокового экрана с 37 твэлами и одной сборкой а.з. со 127 твэлами). Направление на центр зоны – правый верхний угол рисунков. Приводим такую конфигурацию, а не всю а.з. по простой причине – на ней можно детально увидеть потвальное представление сборок.

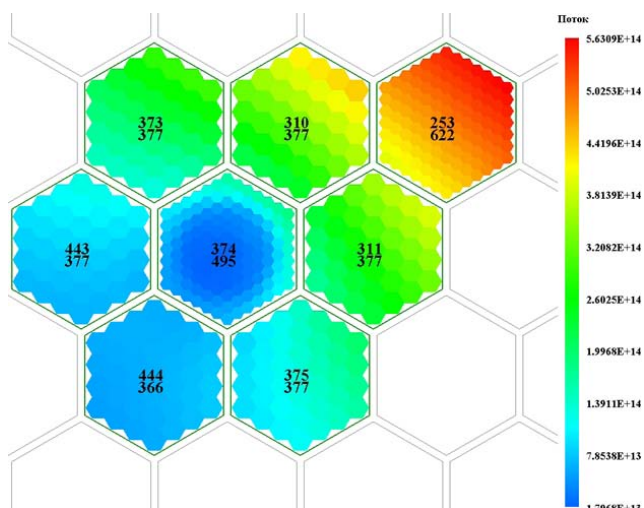


Рис. 5. Распределение потока нейтронов 7 группы в ЭОУ и сборках окружения, н/см<sup>2</sup>

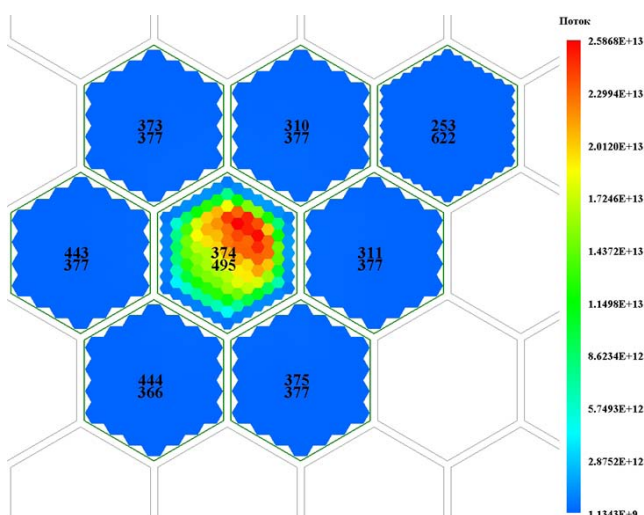


Рис. 6. Распределение потока нейтронов 22 группы в ЭОУ и сборках окружения, н/см<sup>2</sup>

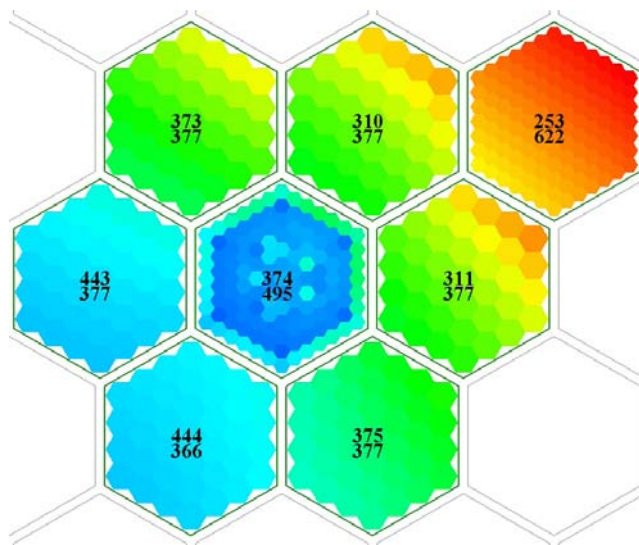


Рис. 7. Распределение энерговыделения в ЭОУ и сборках окружения, отн. ед.

Максимальное энерговыделение в ЭОУ наблюдается в микроячейках с поглотителем обращенных к центру а.з. Во внутренних микроячейках ЭОУ энерговыделение выше в микроячейках с кобальтом, ниже в микроячейках с гидридом циркония и самое низкое в микроячейках с теплоносителем. В целом, на рисунке 7 просматривается структура ЭОУ показанная на рисунке 4.

Далее проводим свертку макросечений для 127 микроячеек и чехловой ячейки с весом потоков ММК и получаем файл с «гетерогенными» макросечениями оговоренного формата для подачи в ГЕФЕСТ. Этот набор «гетерогенных» макросечений и используется в штатном расчете.

В качестве иллюстрации проведем сравнение максимальной линейной нагрузки (рисунок 8) и максимальной температуры оболочки (рисунок 9) полученной по двум расчетам. Первый расчет с гомогенным представлением ЭОУ и, соответственно, «гомогенными» константами. Второй расчет с использованием «гетерогенных» констант. Для большего масштаба на рисунках приведен левый нижний сектор а.з. с двумя ЭОУ. Каждая ячейка содержит запись о спиральном номере, типе сборки и отклонении в значении параметра ((расчет 1 – расчет 2)/ расчет 2, %).

Расчет с «гетерогенными» константами заметно выправляет «тень» от ЭОУ. Поле нейтронов и, соответственно, поле энерговыделения сглаживается в сравнении со стандартным расчетом. При использовании гомогенного представления ЭОУ нарушается замысел конструктора в создании послойной структуры замедлитель-кобальт-замедлитель-поглотитель (от центра сборки к краю). Замедлитель приближен к границам окружающих ТВС и тем самым вызывает перестройку спектра потока нейтронов, уводя нейтроны из области высоких энергий в область тепловых. Влияние этого эффекта затрагивает даже второй ряд ТВС от ЭОУ в сторону центра а.з. В сторону же края а.з. захватывает все сборки, включая ТВС ВРХ. Использование «гетерогенных» констант ЭОУ, построенных по разработанной методике, отвечает замыслу конструктора – послойная структура в расчете моделируется.

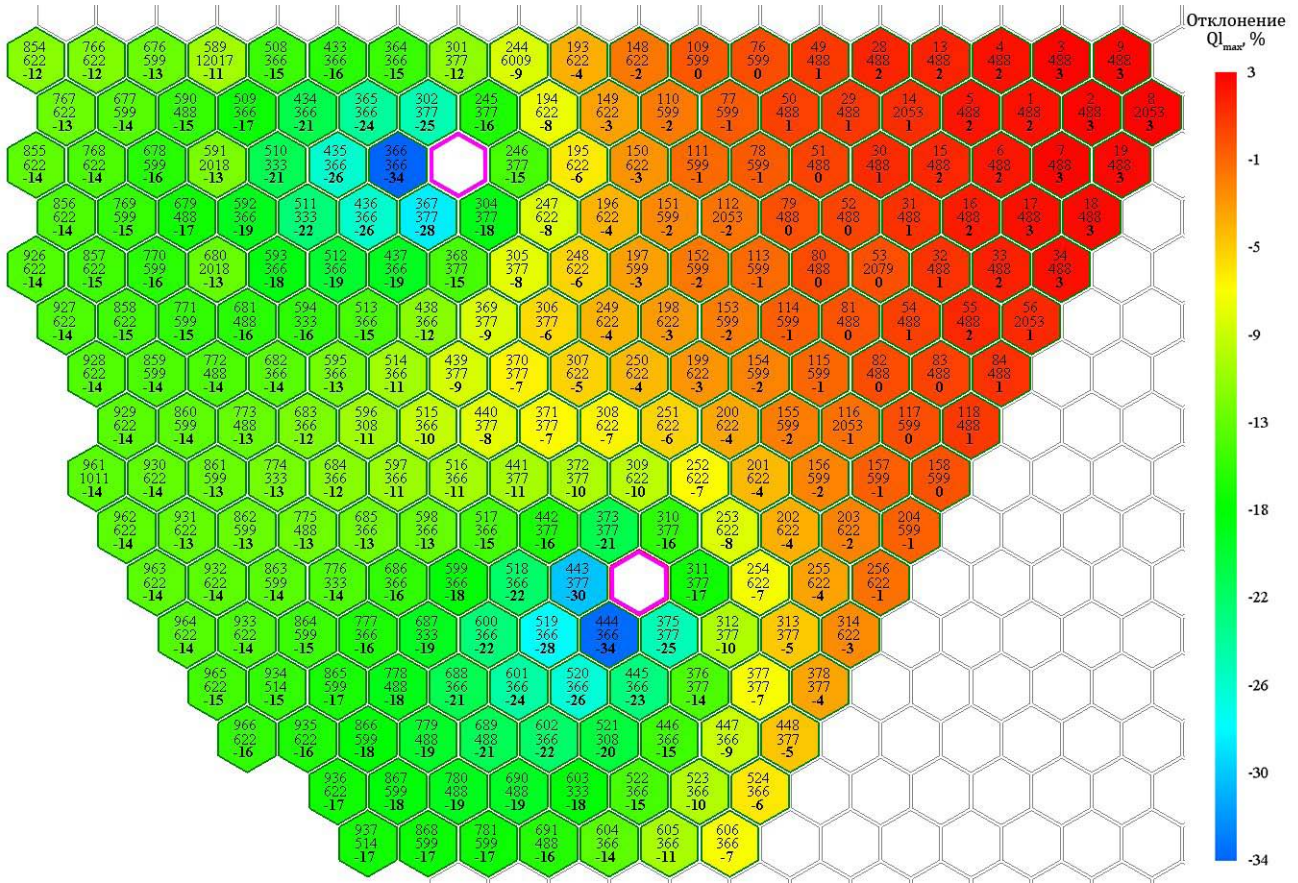


Рис. 8. Распределение отклонений максимальной линейной нагрузки, %

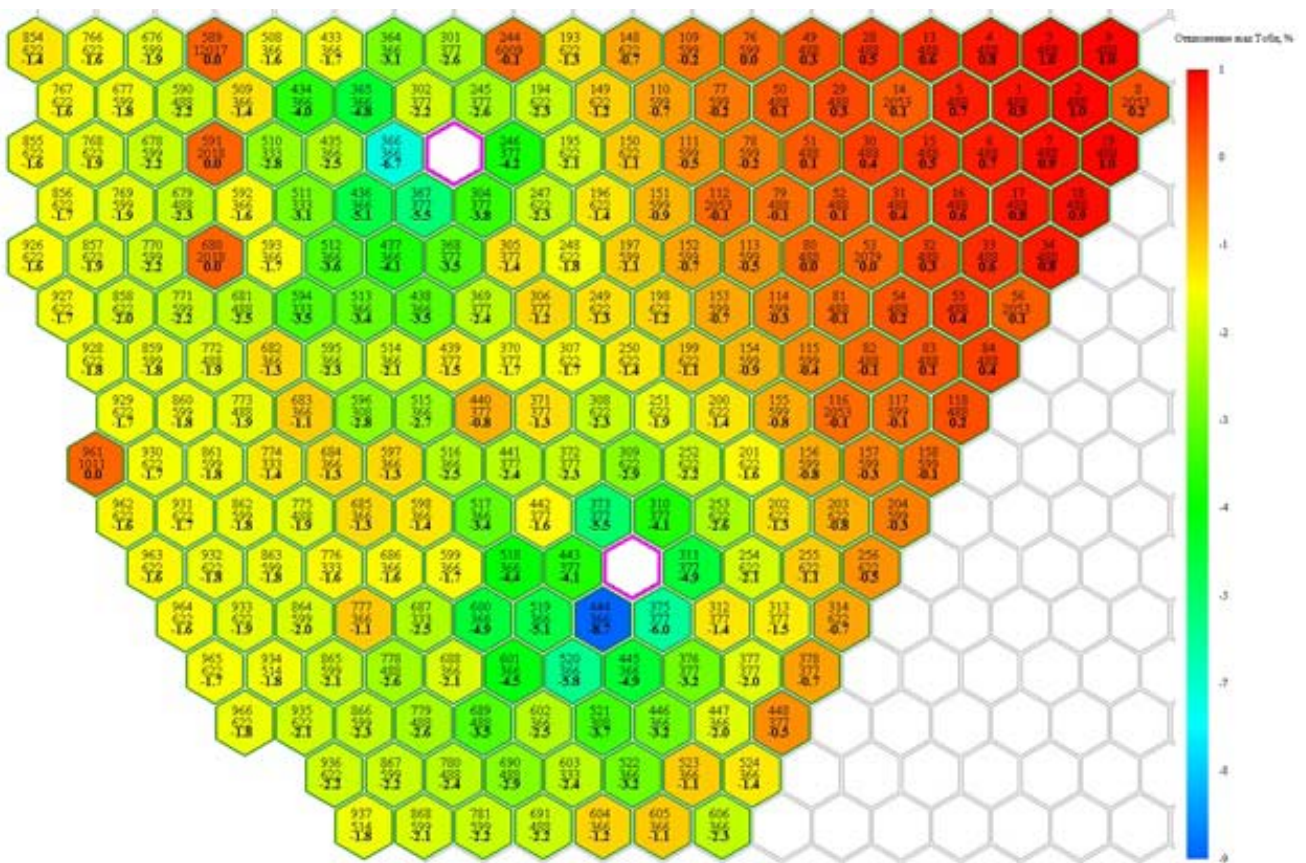


Рис. 9. Распределение отклонений максимальной температуры оболочки, %

## Поверочные расчеты текущих микроампаний активных зон реакторов БН-600 и БН-800

Осуществлен расчет фактической загрузки 3 МК РУ БН-800 и 74 МК РУ БН-600. По результатам проведенных расчетов были получены максимальный запас реактивности, подкритичность на начало МК, подкритичность после взвода стержней АЗ, параметры запаздывающих нейтронов, эффективности стержней СУЗ, коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя и по мощности на МКУ и 100% уровне мощности, выгорание сборок на начало и конец МК.

### Заключение

Сделан универсальный файл загрузки ТА ПТК ГЕФЕСТ800. Благодаря этому и универсализации текстов программ возможно загружать любые нуклиды из списка системы константного обеспечения CONSYST/БНАБ-93, в том числе и азот.

Для демонстрации возможностей ПТК ГЕФЕСТ800 был проведен расчет облучения экспериментальной сборки, содержащей четыре твэла со СНУП топливом в течение четырех МК и на момент выдержки 500 суток после выгрузки из реактора. Для расчета использовалась автономная версия комплекса ГЕФЕСТ800. Для каждого из нитридных твэлов и двух контрольных оксидных твэлов получены данные по выгоранию, флюенсу, радиационной нагрузке на конструкционные материалы и массовые составы этих твэлов по точкам выгорания.

Расчёт в диффузионном приближении требует уточнения в случае сильной гетерогенности сборки. Моделирование без учёта гетерогенности таких сборок может привести к значительной погрешности в расчетных функционалах как для сборок окружения, так и в целом для а.з. Этот факт был показан на примере расчета начала 45 МК с шестью экспериментальными облучательными устройствами.

Стандартный подход гомогенизации материалов составляющих ЭОУ не отвечает замыслу конструктора – структуре «ловушки нейтронов» (замедлитель, кобальт замедлитель, поглотитель). Замедлитель непосредственно «соседствует» с ячейками окружающих ТВС, тем самым искажая поле нейтронов минимум на два ряда.

Подготовка макросечений для сборок с сильной гетерогенностью по разработанной и внедренной методике позволяет учесть особенность их конструкции и получить в диффузионном реакторном расчете приемлемый результат. Комплекс ГЕФЕСТ адаптирован к расчету реактора БН-600, содержащей ОУ для наработки изотопа Со-60.

### Список литературы

1. А.А. Белов, Е.Ф. Селезнев. Расчётное сопровождение эксплуатации БН-600. Атомная Энергия, 2010, т. 108, вып. 4, с. 256-259.
2. Асатрян Д.С., Белов А.А. и др. Комплекс программ ГЕФЕСТ800 для проведения эксплуатационных расчетов нейтронно-физических характеристик БН-800 в стационарном режиме // Атомная энергия, 2015, т. 118, № 6, с. 303–309.
3. Белов А.А., Белоусов В.И. и др. Использование комплекса ГЕФЕСТ800 для проведения эксплуатационных расчетов нейтронно-физических характеристик РУ БН-800. Сборник трудов МНТК-2016 «Безопасность эффективность и экономика Атомной Энергетики», Москва, 2016, с. 137-142.

4. Аттестационный паспорт программного средства «ГЕФЕСТ с системой под-готовки констант CONSYST и библиотекой БНАБ-93» от 12 декабря 2015 №378.

5. Аттестационный паспорт программного средства «ГЕФЕСТ 800 с системой подготовки констант CONSYST и библиотекой БНАБ-93» от 14 июля 2016 №404.

## СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПОДКРИТИЧНОСТИ И ФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ СКПФИ

*Федоров В.А., Парышкин Ю.А., Аляев И.В.  
Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», Москва*

*Горшенин С.В.  
АО «Концерн Росэнергоатом», Москва*

### Введение

Целью работ по созданию системы контроля подкритичности и физических измерений СКПФИ являлось обеспечение дополнительного контроля состояния реакторной установки (РУ) БН-800 в различных режимах эксплуатации и автоматизация измерений нейтронно-физических характеристик реактора.

Система принимает сигналы от штатных подвесок ПИК 52 и ПИК 63, которые выполнены на основе некомпенсированных ионизационных камер деления (ИКД) и имеют практически идентичные параметры по чувствительности, среднему заряду и длительности импульса. Основное отличие состоит в рабочих условиях эксплуатации – ПИК 52 работает при значительно больших температурах окружающей среды и уровнях гамма-излучения. Канал контроля нейтронного потока с подвеской ПИК 52 должен обеспечивать эффективную дискриминацию гамма-фона в широком диапазоне изменения мощности реактора, что обеспечивается использованием в аппаратуре импульсного и флуктуационного измерительных трактов или их комбинации в одном тракте контроля [1]. Опыт применения подобной широкодиапазонной аппаратуры для контроля мощности и физических измерений имеется на различных типах реакторов, в том числе и на БН-800 [2].

В докладе рассматривается структура, состав и технические характеристики системы СКПФИ, предназначенной для контроля параметров РУ БН-800 по сигналам штатных подвесок ионизационных камер при контроле остановленного реактора, при пусках-остановах энергоблока, расхолаживании, при проведении перегрузки топлива и физических измерениях.

### Структура и технические характеристики СКПФИ

- СКПФИ обеспечивает:
- контроль и регистрацию силы тока ПИК от нейтронов (относительной физической мощности), относительной скорости увеличения силы тока ПИК от нейтронов (времени удвоения);
  - контроль реактивности ядерного реактора в переходных режимах, при работе РУ на мощности, при проведении нейтронно-физических измерений;

- контроль подкритичности остановленного реактора, в том числе при проведении перегрузочных работ, при наличии данных (расчетных или иных) о мощности источника нейтронов;
- автоматическую диагностику собственных технических средств и контроль исправности с выдачей сигналов об отказах;
- регистрацию, обработку, архивирование и хранение информации на рабочей станции оператора (PCO);
- представление информации на показывающих приборах (устройствах);
- возможность обмена данными со внешними системами и подключения к локальной сети АЭС.

Структурная схема системы приведена на рисунке 1.

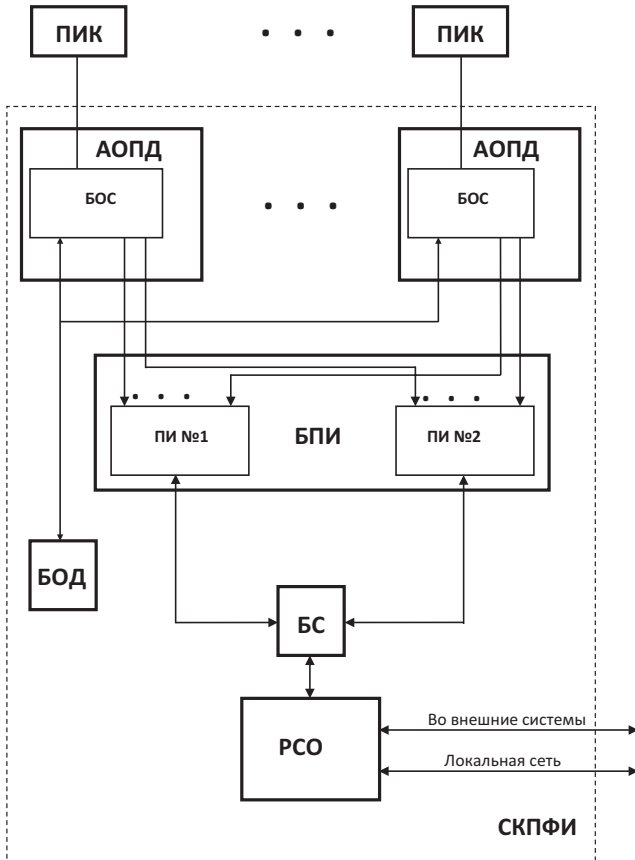


Рис. 1. Структурная схема СКПФИ

СКПФИ представляет собой комплекс аппаратно-программных средств, включающий аппаратуру обработки и передачи данных АОПД, блок отображения данных БОД, блок преобразователей интерфейса БПИ, блок согласования БС, рабочую станцию оператора PCO и линии информационной связи между ними.

К СКПФИ подключаются подвески ионизационных камер деления ПИК 52 (внутрибаковые) и ПИК 63 (забаковые). Каждая ПИК соединяется с блоком обработки сигналов БОС, размещенным в монтажном шкафу АОПД, с помощью дифференциальной линии связи из свитых экранированных радиочастотных кабелей длиной до 50 м. Возможно подключение ПИК деления других типов, имеющих дифференциальную линию связи.

Структурная схема БОС приведена на рис.2. Каждый БОС содержит три измерительных тракта обработки сигналов: импульсный, флуктуационный, токовый и обеспечивает:

- питание ПИК от встроенного источника постоянно-го тока высокого напряжения с максимальным то-

ком нагрузки 6 мА, который управляется в диапазоне от 0 до 500 В по командам от PCO;

- усиление и первичное аналоговое преобразование импульсов, флуктуаций и среднего тока ионизационной камеры;
- аналого-цифровое преобразование и цифровую обработку сигналов по всем измерительным трактам с расчетом силы тока ПИК от нейтронов и относительной скорости ее изменения;
- прием команд и передачу цифровых пакетов данных с измерительной и служебной информацией по двум независимым последовательным каналам связи в PCO через преобразователи интерфейса блока БПИ и блок согласования БС;
- передачу цифровых пакетов данных с измерительной и служебной информацией по последовательному каналу связи с сетевым протоколом обмена в блок отображения БОД.

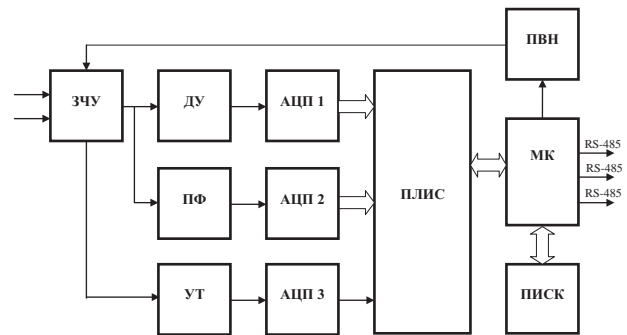


Рис. 2. Структурная схема БОС

Зарядочувствительный усилитель (ЗЧУ) формирует сигналы для дифференцирующего усилителя (ДУ) импульсного тракта, полосового фильтра (ПФ) флуктуационного тракта и усилителя тока (УТ) токового тракта. В каждом тракте происходит оцифровка сигнала с использованием аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП имеют различные частоты дискретизации, определяемые полосой пропускания трактов. Обработка производится в реальном времени в программируемой логической интегральной схеме (ПЛИС) и микроконтроллере (МК). МК обменивается данными с платой индикации, сигнализации и клавиатуры (ПИСК) и управляет преобразователем высокого напряжения (ПВН), питающего ПИК.

БОС выполнен в виде моноблочного прибора с цифровым индикатором и четырьмя кнопками управления на лицевой панели. На встроенном индикаторе отображается измерительная и служебная информация, вывод которой производится кнопками управления через систему меню.

Блок преобразователей интерфейса БПИ содержит два идентичных комплекта преобразователей интерфейса (ПИ №1 и №2). Каждый комплект ПИ поддерживает обмен данными по восьми последовательным портам RS-485, а также портам Ethernet 10/100BaseT(X) и 100BaseFX, обеспечивающим передачу информации в PCO по независимым проводным или волоконно-оптическим линиям связи.

Блок отображения данных БОД предназначен для представления в цифровом и графическом видах на встроенном цветном дисплее основных контролируемых и вычисляемых параметров, передаваемых от всех БОС через сетевой интерфейс RS-485. БОД имеет щитовое исполнение и содержит кнопки управления для



выбора рабочих экранов с различными формами представления информации.

## Программное обеспечение РСО

Рабочая станция оператора выполнена на основе персонального компьютера, на котором установлена операционная система Windows™ и прикладное программное обеспечение.

Программное обеспечение рабочей станции оператора выполняет следующие функции:

- прием и преобразование данных от измерительных каналов системы и внешних устройств (подсистем);
- задание уставок и параметров обработки, контроль срабатывания по различным сигналам;
- оперативное представление информации по всем сигналам и параметрам (контролируемым и вычисляемым) в реальном времени на экране дисплея в цифровом и графическом виде;
- вызов и функционирование прикладных программ обработки измерительной информации;
- хранение и экспорт данных в различных форматах.

### *Прием и преобразование данных*

Программное обеспечение (ПО) позволяет принимать данные по различным интерфейсам (Ethernet, RS-232, RS-485) и поддерживает распространенные промышленные протоколы передачи данных (Modbus, SLIP). Для приема данных от каждого устройства выделен отдельный программный поток. Вывод на экран осуществляется в основном потоке. Просмотр графиков и обработка выполняются в отдельных процессах. Для каждого устройства подключенного к системе настраивается протокол обмена и набор принимаемых параметров. Настройки производятся через текстовые xml-файлы. Также для принимаемых параметров существует набор функций первичной предварительной обработки и математический преобразований.

В системе предусмотрен прием данных о положении рабочих органов (РО) СУЗ как в ручном режиме, так и автоматически.

### *Отображение информации*

Вывод информации на экран осуществляется с помощью различных видов индикаторов и графиков. В окнах — индикаторах реализованы механизмы отслеживания предупредительной и аварийной уставок по параметру и формирование звуковых и цветовых сигнализаций при превышении аварийной или предупредительной уставки по контролируемому сигналу. Наименование сигнала и время срабатывания уставки сохраняется в журнале событий.

Компонент для отображения графиков предоставляет возможность произвольного количества осей данных (Y) и одной оси времени (X). Сигналы одной размерности отображаются по одной оси. Для осей данных имеется возможность изменения масштаба с линейного на логарифмический и с ручного на автоматический для каждой оси. Для каждого сигнала в режиме реального времени рассчитывается математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение в окне графика. При выводе данных на график имеется возможность включить фильтр и задать его параметры.

В журнале событий сохраняется информация об изменении дискретных сигналов, о срабатываниях аппаратной и программной сигнализаций, об изменении уставок и ошибках. Также в журнале протоколируются действия оператора.

### *Обработка данных*

Для обработки сохраненной информации система предоставляет набор прикладных программ, позволяющих проводить фильтрацию данных и расчет реактивности по каждому каналу контроля. Расчет реактивности с учетом пространственных эффектов осуществляется с помощью штатной программы WCR. Система обеспечивает генерацию файлов данных и констант реактиметра в формате указанной программы. Для вычисления реактивности используется восьмигрупповая модель с редактируемым набором констант.

### *Хранение и экспорт данных*

В системе предусмотрено несколько режимов сохранения информации:

- суточные архивы с возможностью усреднения, сжатия и настройкой времени хранения данных в архиве;
- часовые архивы с контролем диапазона выхода параметров за определенные границы (если параметр выходит за границы, то архив автоматически не удаляется по истечении времени хранения данных);
- файлы данных, формируемые при проведении определенных физических измерений.

В системе имеются следующие возможности экспорта данных:

- формирование пакетов данных, отправляемых по сети Ethernet внешним системам;
- преобразование файлов данных в стандартный текстовый формат;
- преобразование файлов данных в формат, используемый программой WCR;
- преобразование файлов данных в формат популярных математических пакетов для последующей специализированной обработки.

## Метрологическое обеспечение системы

Для контроля, настройки и проверки характеристик измерительных каналов системы используется широкодиапазонный имитатор сигналов ионизационных камер (ИСКД). ИСКД существенно расширяет функциональные возможности программно-технических средств для автоматизированной проверки аппаратуры контроля нейтронного потока [3].

ИСКД представляет собой программно-аппаратный комплекс, предназначенный для воспроизведения сигналов электрического тока, имитирующего выходные сигналы ионизационных камер деления во всем диапазоне их изменения с учетом статистической природы процессов регистрации нейтронов в статических и динамических режимах, характерных для работы ядерного реактора.

ИСКД позволяет воспроизводить:

- сигналы постоянного тока в диапазоне от  $10^{-11}$  до  $10^{-2}$  А;
- регулярные импульсы тока с частотой в диапазоне от 1 до  $10^7$  Гц;
- импульсно-флуктуационный и широкодиапазонный сигналы, имитирующие сигналы ионизационных камер деления в диапазоне скорости счёта от 1 до  $10^{10}$  с<sup>-1</sup>. В качестве исходных данных задаются:
- средний заряд в импульсе в диапазоне от  $0,5 \cdot 10^{-13}$  до  $1 \cdot 10^{-12}$  Кл;
- длительность импульса в диапазоне от 50 до 1000 нс;
- стандартные и произвольные формы импульса и спектры распределения зарядов в импульсах;
- функции изменения сигналов, в том числе экспоненциально-изменяющиеся и имитирующие изменение

мощности ядерного реактора при введении реактивности в соответствии с заданной моделью реактора.

Проверка метрологических характеристик СКПФИ с помощью ИСКД включает в себя:

- определение погрешности измерений силы тока ПИК от нейтронов (относительной физической мощности) для всех измерительных трактов каждого канала контроля;
- определение погрешности измерений реактивности;
- определение погрешности измерений времени удвоения;
- определение постоянных времени или относительного статистического шума сигнала тока в различных поддиапазонах контроля.

ИСКД внесен в Государственный реестр средств измерений и является основным образцовым средством для поверки СКПФИ. По результатам лабораторных испытаний макета канала контроля СКПФИ с использованием ИСКД было установлено, что метрологические характеристики канала удовлетворяют заданным требованиям.

### Результаты испытаний макета канала СКПФИ

В процессе испытаний макета канала СКПФИ выполнены следующие процедуры:

- контроль фоновых сигналов измерительных трактов на заглушенном реакторе перед выходом в критическое состояние для проведения физических измерений и после останова реактора;
- регистрация сигналов при пуске и останове реактора;

- измерения реактивности для определения эффективности как одиночных стержней, так и их групп.

На рис. 3 показано изменение сигналов измерительных трактов канала СКПФИ с подвеской ПИК 52 при выходе на минимальный контролируемый уровень мощности (МКУ).

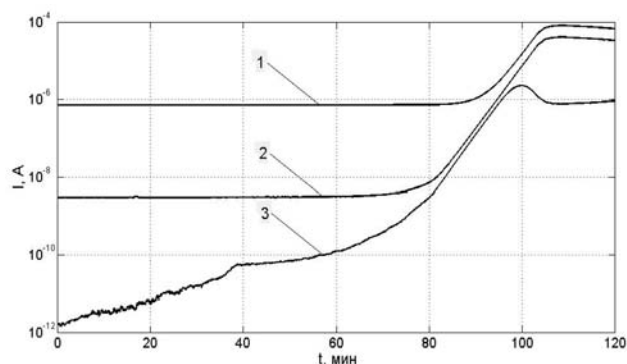


Рис. 3. Изменение токов измерительных трактов канала СКПФИ при выходе на МКУ: 1 — токовый тракт, 2 — флуктуационный тракт, 3 — импульсный тракт.

Специальная функция сопряжения сигналов измерительных трактов обеспечивает полный диапазон контроля с ПИК 52 от глубокого подкритического состояния до 10% от номинального уровня мощности.

На рис. 4 показаны графики изменения тока и реактивности при проведении физических измерений, для выполнения которых и точного определения эффективности РО достаточно диапазона сигнала флуктуационного тракта канала контроля.

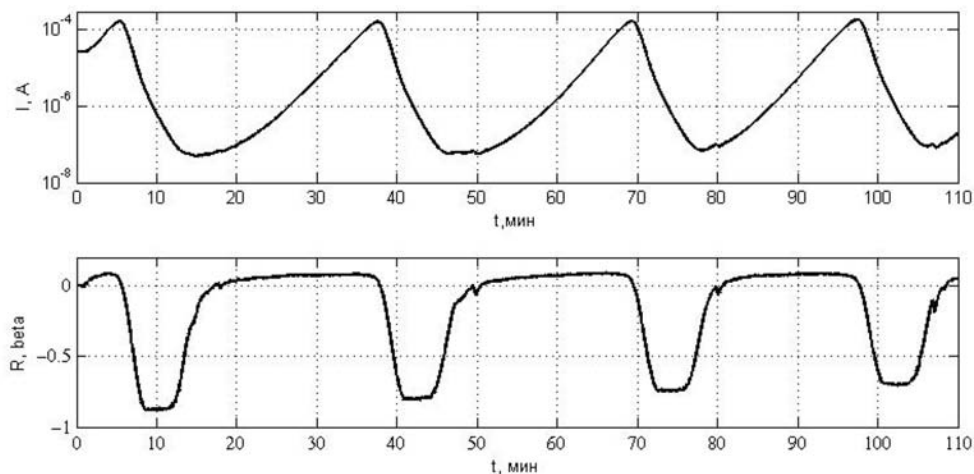


Рис. 4. Изменение тока и реактивности при проведении физических измерений

Расчет реактивности производился на основе обращенного решения уравнений нейтронной кинетики точечного реактора без учета источника нейтронов. В программе вычисления реактивности использовалась восьмигрупповая модель по запаздывающим нейтронам с константами, принятыми для реакторов на быстрых нейтронах.

### Выводы

Диапазон контроля мощности реактора по сигналам подвесок ПИК 52 составил от  $10^{-8}$  % до 10%  $N_{ном}$ , с подвесками ПИК 63 — от  $10^{-6}$  % до 100%  $N_{ном}$ .

Реализация в измерительном канале СКПФИ флуктуационного измерительного тракта в сочетании с цифровой обработкой сигнала предварительного усилителя обеспечила хорошую линейность канала в широком диапазоне изменения мощности реактора. Смещение верхней границы контролируемого во флуктуационном тракте тока ИК до уровня  $5 \cdot 10^{-4}$  А позволяет не использовать сигнал токового тракта при проведении физических измерений (контроль по сигналу ПИК 52) и контроле мощности по сигналу ПИК 63 и соответственно исключить погрешности вычисления времени удвоения и реактивности, вызванные сопряжением характеристик данных трактов.

Внедрение разработанной системы на блоке №4 Белоярской АЭС обеспечит:

- дополнительный контроль состояния РУ БН-800 в различных режимах работы;
- повышение производительности труда персонала при выполнении физических измерений;
- повышение точности измерений физических параметров и достоверности определения эффективности РО СУЗ;
- сокращение времени проведения измерений за счет возможности взвешивания групп РО и уменьшения уровня мощности, с которого производится ввод одиночных РО.

#### Список литературы

1. V.P.Alferov, A.V.Kudryavtsev, Y.A.Parishkin, V.A.Fedorov, A.V.Dmitriev, K.I.Yakovlev Application of Modern Tools for NPP Neutron Monitoring Systems Upgrading. – NPIC&HMIT2000 ANS/ENS Embedded Topical Meeting, p.393-401, 2000.

2. Федоров В.А., Кудрявцев А.В., Алферов В.П., Житченко М.Л., Горшенин С.В. Опыт применения широкодиапазонной аппаратуры для контроля мощности и физических измерений на БН-800// - В сб. трудов Десятой международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2016), Изд. АО «Концерн Росэнергоатом», Москва, 2016, с.174-178.

3. Астафьев А.С., Кочевковский С.А., Макаревич А.В., Мартазов Е.С., Селяев Н.А., Федоров В.А. Автоматизация проверки аппаратуры контроля нейтронного потока. – Ядерные измерительно-информационные технологии, N2, 2009, с.78-82.

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗАЗОРОВ В СИСТЕМЕ КЖ-ГК РУ РБМК-1000 ПРИ ПОМОЩИ РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

*Батарев Е.С., Желонкин Д.В., Лещинский Г.А., Орлов П.В., Почтаев И.В., Шевцов И.А.*  
ООО «Пролог», г. Обнинск

На завершающей стадии эксплуатации РУ типа РБМК-1000 основным фактором, ограничивающим ресурс энергоблока в целом, является искривление графитовых колонн, которое приводит к искривлению ТК и каналов СУЗ. Развитие искривления колонн активной зоны реактора вызывает в свою очередь искривление периферийных колонн отражателя, вследствие чего уменьшается зазор между колоннами (ГК) и кожухом (КЖ) вплоть до их касания с дальнейшим развитием силового контакта.

Появление силового контакта в системе КЖ-ГК – серьезная проблема, препятствующая дальнейшей эксплуатации РУ РБМК-1000.

Для уменьшения искривления графитовых колонн в 2013-м году была разработана технология ВРХ (восстановление ресурсных характеристик), которая применяется с периодичностью 1-2 года в зависимости от динамики развития процессов формоизменения кладки. Выпрямление графитовых колонн в какой-то мере восстанавливает зазоры между кладкой и кожухом, однако на определенном этапе наступает момент, когда технология ВРХ не приводит к желаемому результату и величины зазоров становятся меньше допустимых.

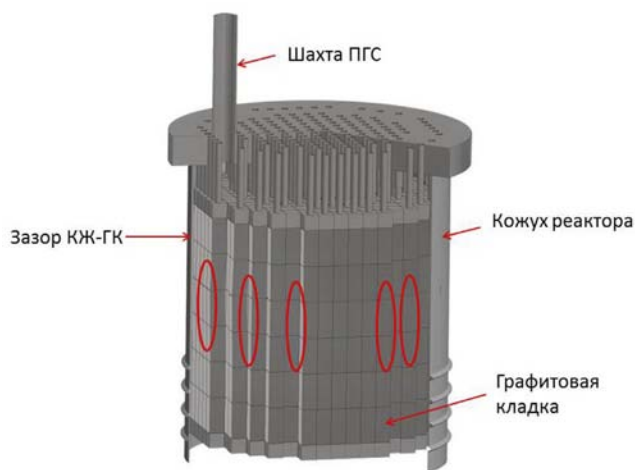


Рис. 1. Области контакта графитовой кладки и кожуха РУ РБМК-1000 (выделены красными овалами).



Рис. 2. Контакт между кожухом и графитовой колонной. Ку-АЭС, блок 2, ячейка 2762, высотная отметка 7,1 м, 11.06.2017

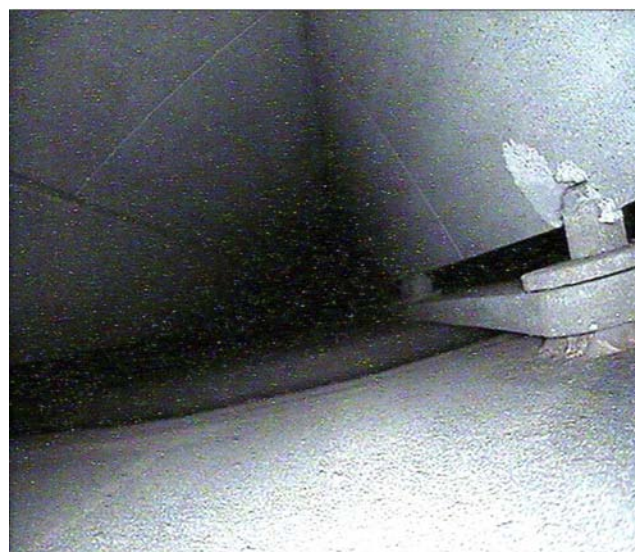


Рис. 3. Контакт между кожухом и графитовой колонной. Ку-АЭС, блок 2, ячейка 7153, высотная отметка 3,8 м, 11.06.2017

Одним из способов решения данной проблемы является срезание механическим способом углов графитовых колонн, имеющих фактический или прогнозируемый контакт с кожухом.

Операция по срезанию углов должна выполняться в условиях реакторного пространства с весьма затрудненным доступом, в условиях высокого радиационного фона и затесненности. Доступ в РП возможен через единственную проходку в верхней плите биологической защиты (шахта парогазового сброса Дуб600).

Задача осложняется наличием в нижней половине кожуха сильфонного компенсатора в виде 4-х кольцевых гофров шириной 300 мм каждый, а также стальных стяжек со шпильками, выполняющих функции ограничителей перемещений гофров.

Задача была решена при помощи специально разработанного робототехнического комплекса (РТК-74), состоящего из робота-углореза, робота поддержки, загрузочного манипулятора и специальной оснастки для извлечения из реакторного пространства срезанных фрагментов графитовых блоков.

РТК-74 выполняет следующие функции:

- срезает углы графитовых колонн в любой точке по периметру графитовой кладки при помощи цепной пилы с электроприводом, обеспечивая зазор между кожухом и графитовой колонной до 70 мм при условии наличия доступа хотя бы с одной стороны от колонны;
- обеспечивает телевизионный визуальный контроль за процессом резки;
- обеспечивает извлечение срезанных фрагментов графитовых блоков из реакторного пространства,
- обеспечивает извлечение роботов и других компонентов комплекса из реакторного пространства в нестандартных ситуациях.



Рис. 4. Робот-углорез в транспортном положении

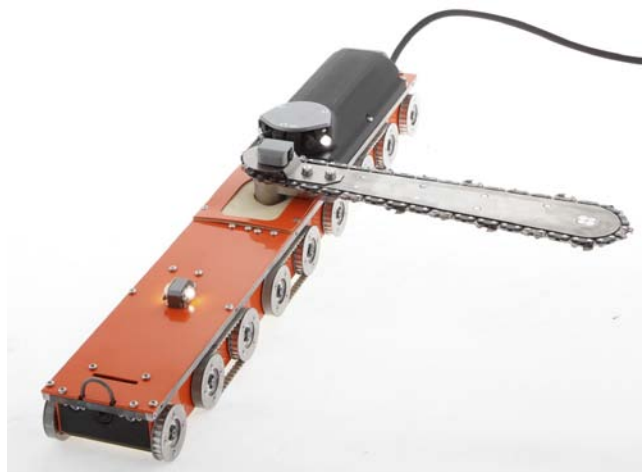


Рис. 5. Робот-углорез в рабочем положении

Роботы имеют магнитную подвеску на базе постоянных магнитов. Габариты робота-углореза: 572 x 94 x 93 мм. Масса — 7 кг, магнитная сила — от 40 кг (при

расположении робота над гофром) до 90 кг (при расположении робота на сплошной поверхности). Рабочий инструмент - цепная пила, привод инструмента — электрический, вылет шины - 250 мм, высота подъема шины - от 50 до 70 мм.

Робот перемещает рабочий инструмент (цепную пилу) параллельно поверхности схемы КЖ, обеспечивая увеличение зазора на высоту подъема шины.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С до +50
- мощность дозы ионизирующего излучения, рад/ч до  $10^3$

Высадка производится на поверхность кожуха реактора при помощи манипулятора с пневмоприводом.

После высадки роботы своим ходом движутся по поверхности кожуха выше уровня графитовой кладки к обрабатываемой ячейке. Робот поддержки поддерживает тяжелый кабельный шлейф робота-углореза и обеспечивает наблюдение за процессом резки.

Робот-углорез спускается к самому нижнему из обрабатываемых блоков и начинает резку угла ходом снизу-вверх. Срезанные углы блоков, представляющие собой графитовые призмы, падают вниз на дно реакторного пространства, откуда позже извлекаются при помощи захвата на трос-кабеле, который несет тот же робот поддержки, входящий в состав комплекса. Для оптимизации объема работ срезка углов производится только для графитовых блоков с величиной зазора КЖ-ГК менее заданного критерия.



Рис. 6. Высадка роботов на поверхность кожуха реактора. Фото со стенда.

Первое практическое применение РТК-74 состоялось на энергоблоке №1 Курской АЭС во время капитального ремонта 2018-го года.

Работы по восстановлению зазора КЖ-ГК на энергоблоке № 1 начались после завершения работы по восстановлению ресурсных характеристик с выпрямлении-

ем графитовых колонн. Максимальный прогиб после ВРХ составлял 60 мм. После завершения работ по ВРХ при помощи системы МР-18КЖ было произведено измерение всех зазоров КЖ-ГК и определены ячейки, нуждающиеся в увеличении зазора. Для обеспечения эксплуатации энергоблока в течение 270 эффективных суток было необходимо обеспечить зазор не менее 37 мм. Ячеек с зазором менее указанного критерия имелось 12 шт.



**Рис. 7.** Робот-углорез перед спуском в зазор КЖ-ГК, вид сверху с робота сопровождения.

В период с 23 марта по 20 апреля углы во всех 12-ти колоннах были срезаны и обеспечена величина зазора между КЖ и ГК не менее 37 мм.

Всего был обработан 41 графитовый блок, срезанные фрагменты графита извлечены из РП. Работы велись в 3 смены круглосуточно. Всего потребовалось 18 суток, т.е. в среднем по 1,5 суток на колонну.



**Рис. 8.** Пропил в графитовом блоке, вид с робота-углореза



**Рис. 9.** Срезанные углы графитовых блоков перед падением



**Рис. 10.** Извлечение срезанного угла графитового блока из зазора КЖ-ГК

# РАЗРАБОТКА КОДА ПОВЫШЕННОЙ ТОЧНОСТИ TRIUM800 ДЛЯ РАСЧЕТНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРА БН-800

Елисеев В.А., Клинов Д.А., Кощев В.Н., Маслов П.А., Перегудов А.А., Рожихин Е.В., Семенов М.Ю.  
АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», Обнинск, пл. Бондаренко, 1

## Введение

При работе реактора неизбежны изменения технологических параметров, таких как температура, расходы теплоносителя, уровень мощности, положение стержней СУЗ в активной зоне, состав топлива и т.п., ведущих к изменению характеристик активной зоны, что служит причиной изменения реактивности реактора. Поэтому для анализа поведения реактора возникает необходимость в оценке изменения реактивности, связанной с изменением технологических параметров. К тому же, безопасность эксплуатации ядерных объектов требует обеспечения предельно высокой точности предсказания характеристик реакторных установок.

Для решения данной задачи был разработан код TRIUM800 [1] по расчетному сопровождению реактора БН-800 с повышенной точностью. Разработанный код позволяет проводить **прецизионные** расчеты состояний реактора БН-800 и является полезным **дополнением** к используемому на станции комплексу сопровождения ГЕФЕСТ800 [2].

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью научного руководителя (АО «ГНЦ РФ-ФЭИ») выполнять работы по контролю и сопровождению эксплуатации быстрых натриевых реакторов, а также проводимых на этих реакторах экспериментах. Использование кода TRIUM800 позволяет получить максимально полную и достоверную информацию о нейтронно-физических параметрах реактора, важных с точки зрения подтверждения его проектных характеристик.

Эта уникальная информация крайне важна не только для последующей эксплуатации реактора. Она дает возможность проверить нейтронно-физические характеристики на основе результатов сравнения расчета и эксперимента, полученных на реакторе, а в некоторых случаях и повысить точность расчета.

Еще одной из потребностей в создании кода TRIUM800 является необходимость в повышении надежности кода сопровождения станции ГЕФЕСТ800 путем кроссверификации с независимым расчетным кодом.

## Описание комплекса программ

Комплекс программ планируется использовать как инструмент для расчетного сопровождения, в большей степени для проведения прецизионных расчетов, ведущихся экспериментальных работ на реакторе БН-800 и последующих перспективных установок на быстрых нейтронах МБИР, БН-1200 с натриевым теплоносителем. Универсальность реализованного подхода позволяет применять данный комплекс программ и для быстрых реакторов со свинцовым и свинцово-висмутовым теплоносителями БРЕСТ и СВБР.

Ниже на рисунке 1 представлено описание комплекса программ TRIUM800.

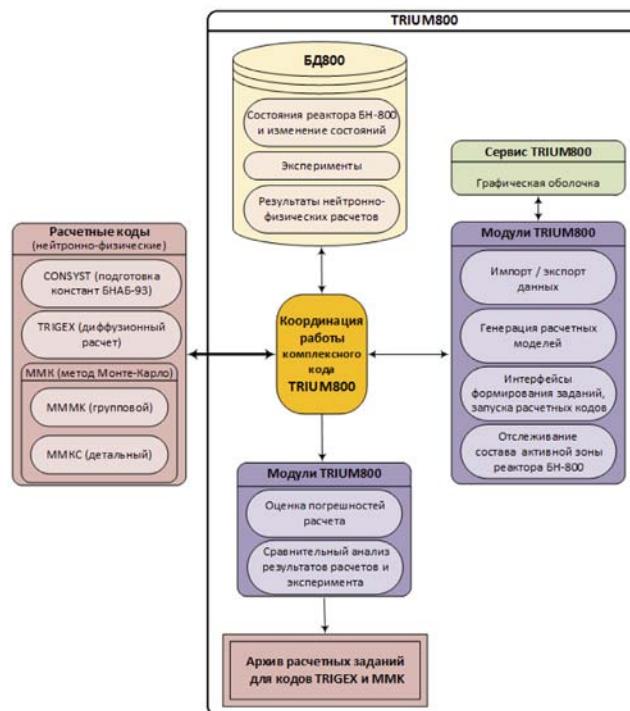


Рис. 1. Принципиальная схема работы комплекса программ TRIUM800

Комплекс программ TRIUM800 включает в себя базу данных реакторной установки (БД800), расчетные коды (TRIGEX [3], MMKK [4], MMKC [5]), систему подготовки констант CONSYST [6] с константами БНАБ-93 [7] и инструмент оценки погрешностей (метод GRS [8] и метод, основанный на теории возмущения [9]).

В базе данных БД800 хранится вся информация о состоянии активной зоны (геометрические размеры, концентрации, время облучения, нейтронные спектры, нейтронные потоки, одногрупповые сечения). Там же хранится информация об экспериментах, проводимых на реакторе (например, измерения эффективности стержней СУЗ). База данных реакторной установки непрерывно пополняется из станционного архива (в процессе сопровождения реактора БН-800).

На основе имеющейся информации из базы данных пользователь с помощью программного интерфейса формирует необходимое расчетное задание на соответствующую расчетную программу.

Для того чтобы провести расчет пользователю необходимо сформировать расчетное задание из базы данных реакторной установки, как показано на рисунке 2. При этом, может быть сформирована как «холодная» модель реакторной установки (соответствующая перегрузочному состоянию реактора), так и «горячая» модель (соответствующая работе реактора на мощности).

При формировании «горячей» модели используются результаты расчета реального профиля температур, полученные при помощи программы МИФ-СКД [10]. Далее происходит наложение соответствующей расчетной сетки и выставление стержней СУЗ в модели на высоте, определенной состоянием реактора. В итоге пользователь получает расчетную модель, которая определена по геометрии, изотопному составу и температуре. Далее происходит формирование расчетного задания либо на диффузионную программу TRIGEX, либо на программу MMK, в которой реализован метод Монте-Карло (с возможностью гетерогенного выделения активной

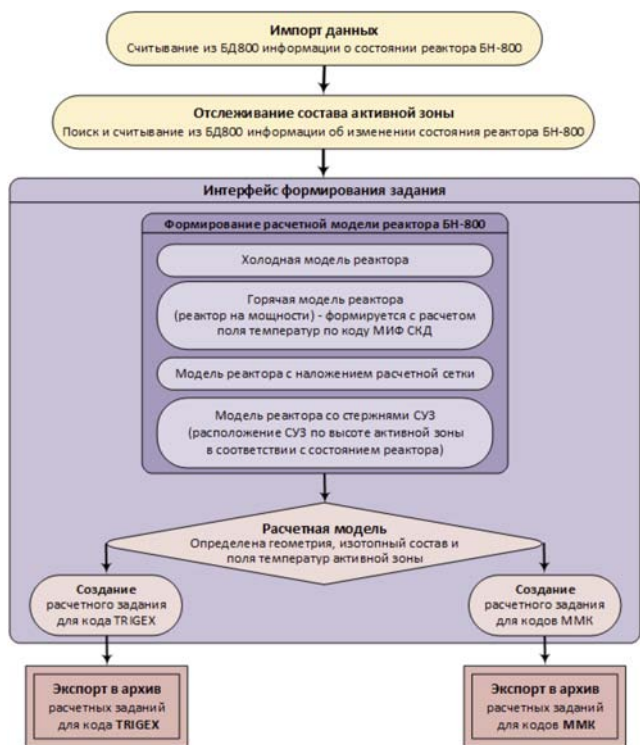


Рис. 2. Схема формирования архива расчетных заданий для кодов TRIGEX и ММК из данных БД800 комплексного кода TRIUM800

зоны и органов СУЗ). После чего пользователь может приступить к необходимым ему расчетам. Задача выгорания в комплексе решается с помощью кода TRIGEX и программы расчета изотопной кинетики CARE [11].

### Организация прецизионных расчетов

Как уже было отмечено выше, для проведения прецизионных расчетов в TRIUM800 используется программа ММК (групповая и детальная версии). Формирование расчетного задания на код ММК происходит автоматически из задания на код TRIGEX (рисунок 3).

С помощью специального блока HETEROGENIC реализована возможность гетерогенного описания различных элементов конструкций активной зоны реактора с сохранением их гомогенных концентраций: ТВЭЛ в ТВС и ПЭЛ в стержнях СУЗ (рисунок 4).

Для решения уравнений изотопной кинетики в коде TRIUM800 используется программный модуль CARE, в котором рассчитываются концентрации 42 основных реакторных актинидов от  $^{228}\text{Th}$  до  $^{252}\text{CF}$  (стандартный расчет). Наравне со стандартным расчетом в комплексе предусмотрена возможность использования более детального (полного) расчета изотопной кинетики. Такая возможность реализуется путем передачи концентраций, одноструйных потоков, спектров, сечений и времени выдержки в специальный архив хранения характеристик облученного топлива с форматом «exchange» [12] для обмена информацией с программами расчета выгорания и обратно с реакторной программой (рисунок 5):

- EXCHANGE.IN - для передачи информации из реакторной программы в программы выгорания,
- EXCHANGE.OUT - для передачи результатов расчетов выгорания в реакторные программы.

Таким образом, к TRIUM800 подключена программа расчета изотопной кинетики ORIGEN [13], и расширенная версия программы CARE.

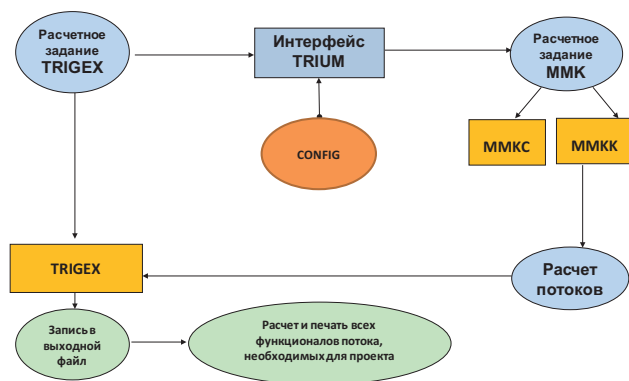


Рис. 3. Формирование расчетного задания на ММК

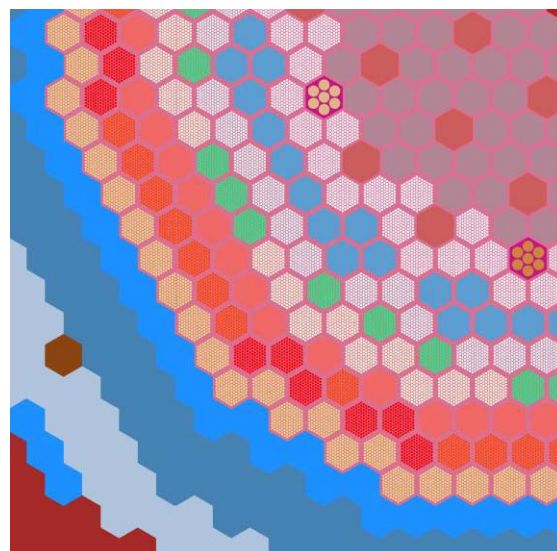
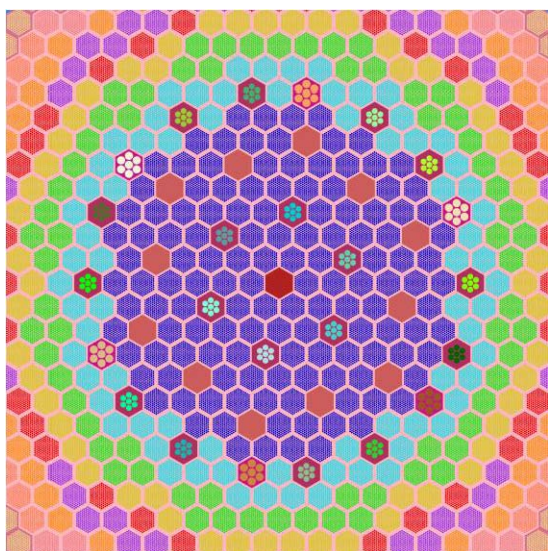


Рис. 4. Гетерогенное описание различных элементов конструкций активной зоны реактора

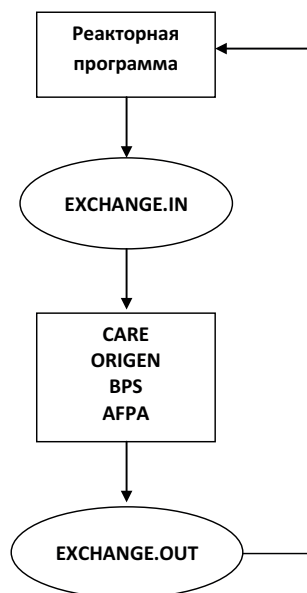
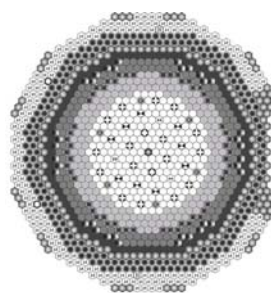


Рис. 5. Схема привязки программы ORIGEN

### Описание расчетной модели

Гибридная активная зона расчетной модели состоит из набора сборок - топливных ТВС, ТВС БЗВ, ПКР (в стартовой загрузке), стержней и гильз СУЗ, ССЗ, СБЗ и отработавших ТВС в ВРХ (имитаторов ТВС в - стартовой загрузке), расположенных в реакторе по гексагональной решетке. Картограмма стартовой конфигурации активной зоны [14] представлена на рисунке 6.



- - ТВС ЗМО (УО) - 204 шт.
- - ТВС ЗСО (УО) - 156 шт.
- - ТВС ЗВО (УО) - 108 шт.
- - МОКС ТВС (СТТ) - 54 шт.
- - МОКС ТВС (СВУТ) - 36 шт.
- - ТВС БЗВ - 90 шт.
- - ССЗ - 155 шт.
- - СБЗ - 197 шт.
- - ПНР - 1 шт.
- ⊗ - стержни КС - 16 шт.
- ⊗ - стержни РС - 2 шт.
- ⊗ - стержни АЗ - 9 шт.
- ⊗ - стержни ПАЗ - 3 шт.
- - стальные имитаторы ТВС в ВРХ - 192 шт.
- - гильзы ВРХ - 2 шт.
- - гильзы ВРХ - 2 шт.
- - ПКР - 6 шт.

Рис. 6. Картограмма стартовой активной зоны

### Результаты расчетов

Далее представлены демонстрационные результаты расчетов реактора БН-800 с помощью кода TRIUM800.

На рисунке 7, в верхней части, представлены результаты расчета критичности в конце и начале микрокампании для перегрузочных состояний реактора. Далее, во второй и в третьей части рисунка представлено сравнение расчетных и экспериментальных значений эффективности стержней групп СУЗ. АЗ1, АЗ2 и КС1, КС2 на рисунке 7 – это обозначения групп СУЗ для внутреннего и внешнего радиуса соответственно. Измерения эффективности РО СУЗ выполнялись методом «разгон-сброс» [16, 17].

Как видно из рисунка 7, критическое состояние реактора предсказывается расчетом с высокой точностью. Сравнение расчетных и экспериментальных значений в эффективности стержней СУЗ также хорошо согласуются между собой.

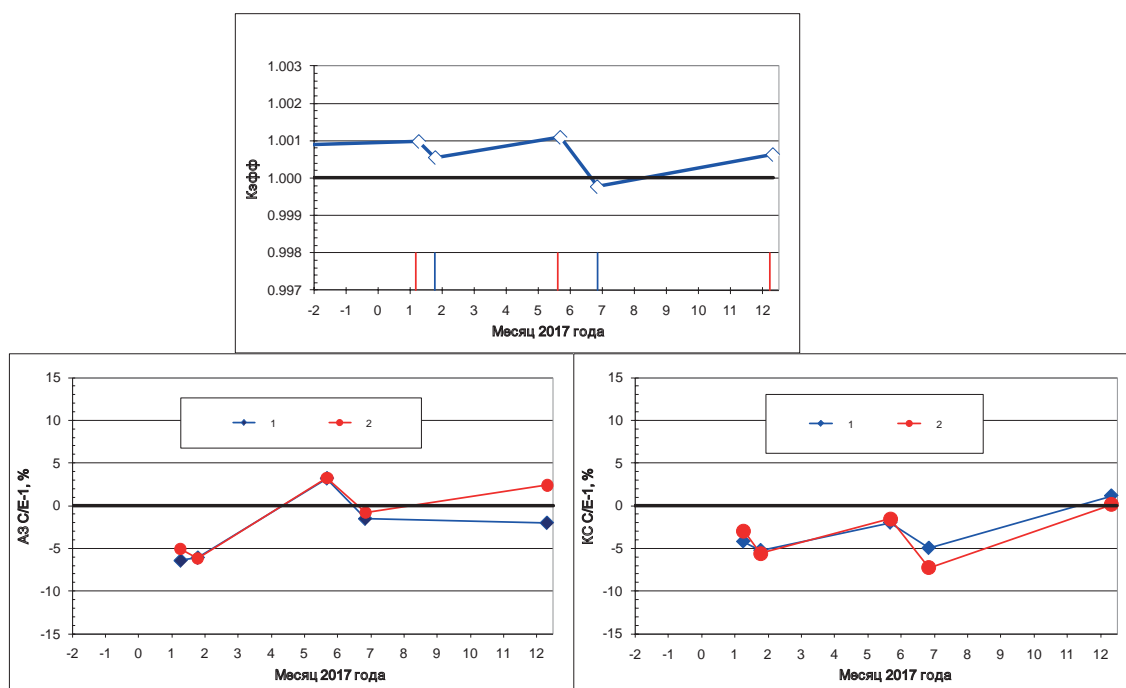


Рис. 7. Демонстрационные результаты расчетов реактора БН-800 с помощью кода TRIUM800

### Заключение

В процессе работы создан код повышенной точности TRIUM800 для расчетного сопровождения реактора БН-800, который существенно повышает возможности программно-технического комплекса ГЕФЕСТ800, введенного в эксплуатацию и используемого персоналом станции.

Сопровождение эксплуатации реактора БН-800 по двум независимым программным комплексам позволит проводить поверочные расчеты и исключать возможные ошибки при эксплуатации блока. При этом надежность предсказания нейтронно-физических характеристик повышается.



Предполагается, что использование кода TRIUM800 позволит уменьшить погрешность эффективности стержней СУЗ, максимального запаса реактивности, температурно-мощностного эффекта и др. характеристик реактора до уровня существующих погрешностей реактора БН-600.

В результате расчетного сопровождения экспериментов на реакторе БН-800 будут получены данные, которые могут быть успешно использованы для обоснования перспективного коммерческого реактора БН-1200.

#### Список литературы

1. Перегудов А.А., Теплухина Е.С., Цибуля А.М. Методика оценки константных и технологических погрешностей при расчете нейтронно-физических характеристик быстрых реакторов / Сб. докладов «Нейтроника-2011». – г. Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, Т.1. – С.213.
2. Д.С. Асатрян, А.А. Белов, А.А. Перегудов и др. Комплекс программ ГЕФЕСТ800 для проведения эксплуатационных расчетов нейтронно-физических характеристик БН-800 в стационарном режиме. – Атомная энергия том 118, выпуск №6, С. 303-309.
3. Серегин А.С., Кислицына Т.С. Аннотация комплекса программ TRIGEX-CONSYST-BNAB-90: Препринт ФЭИ-2655. – г. Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, 1997
4. Блыскавка А.А., Мантуров Г.Н., Николаев М.Н., Цибуля А.М. Программный комплекс CONSYST//ММК для расчета ядерных реакторов методом Монте-Карло в многогрупповом приближении с индикатрисами рассеяния в Pn – приближении: Препринт ФЭИ-2887. – г. Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, 2001.
5. Блыскавка А.А., Жемчугов Е.В., Раскач К.Ф. Пилотная версия программы ММК с непрерывным слежением за энергией нейтрона / Сб. «Доклады семинара НЕЙТРОНИКА-2012». – г. Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, 2012.
6. Мантуров Г.Н., Николаев М.Н., Цибуля А.М. Программа подготовки констант CONSYST. Описание применения: Препринт ФЭИ-2828. Обнинск. 2000.
7. Мантуров Г.Н., Николаев М.Н., Цибуля А.М. Система групповых констант БНАБ-93. Часть 1: Ядерные константы для расчета нейтронных и фотонных полей излучений / Сб. «Вопросы атомной науки и техники: Серия: Ядерные константы». – Вып. 1. – М., 1996. – С.59.
8. Rochman D., Koning A.J., van der Marck S.C. et.al., Propagation of nuclear data uncertainty: Exact or with covariances. EPJ Web of Conferences 8, 04003, 2010.
9. Rochman, D. Nuclear Data Uncertainty Propagation: Total Monte Carlo vs. Covariances / D. Rochman, A. J. Koning, S. C. van der Marck et al. // Journal of the Korean Physical Society. – 2011. – Vol. 59, No. 2. – P. 1236–1241.
10. Богословская Г.П., Карпенко А.А., Кириллов П.Л., Сорокин А.П. Программа МИФ-СКД теплогидравлического расчета активной зоны реактора, охлаждаемого водой при СКД // Сб. докладов межотраслевой тематической конференции «Теплофизика-2005», 16-18 ноября 2005 г в г. Обнинск, ГНЦ РФ-ФЭИ. – Обнинск: ОНТИ ГНЦ РФ-ФЭИ, 2006. – 3.15, 11 с.
11. Кочетков А.Л. Программа CARE – расчет изотопной кинетики, радиационных и экологических характеристик ядерного топлива при его облучении и выдержке: Препринт ФЭИ-2431. – г. Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, 1995.
12. Забродская С.В., Хомяков Ю.С., Цибуля А.А. Привязка программ выгорания ORIGEN и CARE к системе констант БНАБ // Отчет ФЭИ №9863, 1999.
13. O.W. Hermann, R.M. Westfall, ORIGEN-S: SCALE system module to calculate fuel depletion, actinide transmutation, fission product buildup and decay, and Association source terms. – NUREG/CR-0200, Revision 4, Vol.2, Section F7, 1995.
14. A.A. Kamaev, D.A. Klinov, et.al. Calculation and experimental analysis of the BN-800 reactor core neutronic parameters at the stage of reaching first criticality followed by rated power testing. FR-2017 Conference, IAEA-CN245-462.
15. Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ TRIUM №2016612436 от 26.02.2016 г.

16. Бриккер И.Н. Обращенное решение уравнения кинетики. – Атомная энергия, 1966, т.21, вып.1, с 9.

17. WCR (программное обеспечение реактиметра реактора БН-600). Аттестационный паспорт программного средства. НТЦ ЯРБ, 2009г.

## ПС ОПТИМАТОР ZR ОПТИМИЗАЦИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ПЕРЕГРУЖАЕМЫХ ТК

*Морозов А.Ю.*

*Смоленская АЭС, г.Десногорск*

### Введение

Одним из преимуществ реакторов РБМК по отношению к водо-водяным реакторам является возможность выполнения перегрузок технологических каналов (ТК) при работе на мощности.

Это позволяет:

1. поддерживать малый запас реактивности;
2. снижать количество продуктов деления в активной зоне;
3. поддерживать низкий уровень активности теплоносителя КМПЦ;
4. обнаруживать и выгружать из реактора негерметичные ОТВС на начальной стадии повреждения оболочек ТВЭЛ.

Однако, физические и технические особенности конструкции активной зоны РБМК не позволяют решить задачу определения последовательности перегружаемых каналов к выполнению разработанного набора правил или приемов, определяющих порядок перегрузок [1].

Как следствие, обязательным условием эксплуатации РБМК является наличие системы текущего планирования перегрузок ТК на АЭС.

Опыт формирования загрузки активных зон реакторов РБМК-1000 показал, что строгую последовательность перегрузок, подготовленную с использованием полномасштабных расчетных кодов невозможно выдержать в условиях реальной эксплуатации энергоблоков в связи с необходимостью проведения «незапланированных» перегрузок по технологическим причинам, наличием «невыполненных» перегрузок и сложностью моделирования действий оператора по управлению энергораспределением в активной зоне.

Кроме того, перечень кандидатов на перегрузку, полученный с применением нейтронно-физических кодов, корректируется на этапе подготовки задания на перегрузку для соблюдения технологических ограничений, учета сроков поставки свежего ядерного топлива, формирования решетки сб. 49, поддержания стабильного темпа перегрузок и т.д.

В связи с этим, возникает необходимость определения оптимальной последовательности для скорректированного перечня перегружаемых ТК.

Для этой цели на Смоленской АЭС, в дополнение к программному комплексу (ПК) Энергия (ВНИИА-ЭС), разработано и успешно применяется программное средство (ПС) Optimizator ZR, вошедшее в состав ПК Analiz ZR.

## Программный комплекс Analiz ZR

Для выполнения разностороннего анализа состояния реактора и оптимизации последовательности перегружаемых ТК при подготовке задания на перегрузку на Смоленской АЭС применяется ПК Analiz ZR.

Основные программные средства (ПС), входящие в состав ПК Analiz ZR:

1. Analizator ZR. Проведение анализа равномерности загрузки реактора путем аппроксимации значений энерговыработки ТВС, энерговыделения в ТК, наработки графитовых колонн и ТК.

2. ПС Cobalt-60. Расчет удельной активности в капсулах СДПК.

3. ПС Kartogramma. Автоматизированное формирование картограмм:

- загрузки реактора (в т.ч. для согласования перед пуском блока);

- распределения ТК по ниткам ПВК (для проверки запретов на перегрузку вблизи ТК с запрещенным расходомером);
- распределения ТК по барабан-сепараторам (БС);
- распределения внутрореакторных детекторов (ВРД) по группам и комплектам.

Кроме того, ПС Kartogramma позволяет осуществлять автоматическую взаимопроверку всех анализируемых баз данных (БД) (БД Перегрузок, БД РУ, БД сб.49 и т.д.), выявляя и отображая в удобном для пользователя виде несоответствия.

4. ПС GidraSAES. Анализ теплогидравлического (ТГ) состояния реактора и выявление ТК и раздаточных групповых коллекторов (РГК) с аномальными ТГ характеристиками.

5. ПС Optimizator ZR. Оптимизация последовательности перегружаемых ТК.

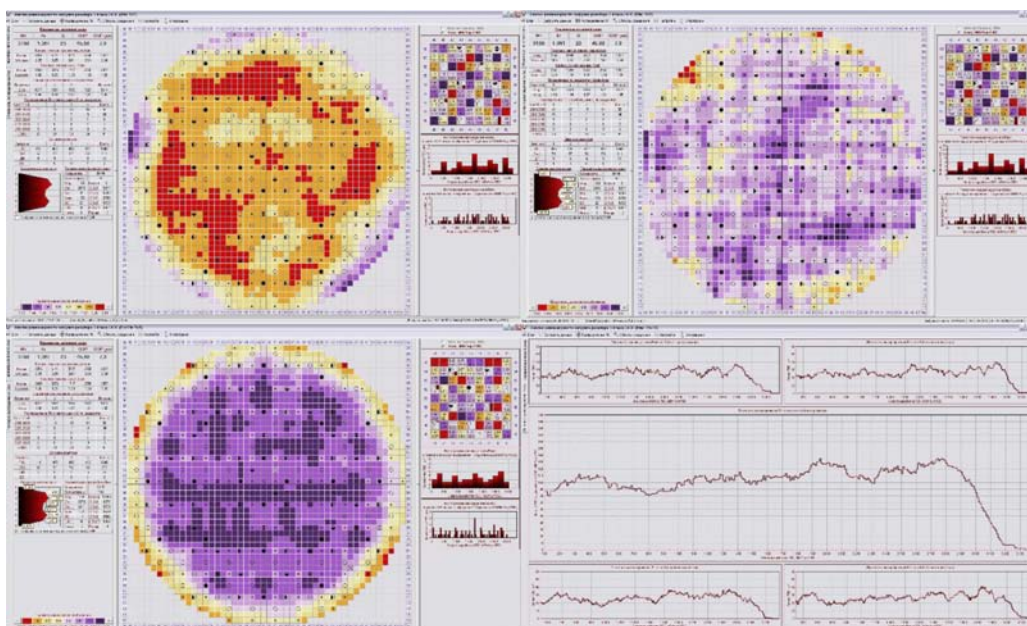


Рис. 1. Основные рабочие окна ПК Analizator ZR.

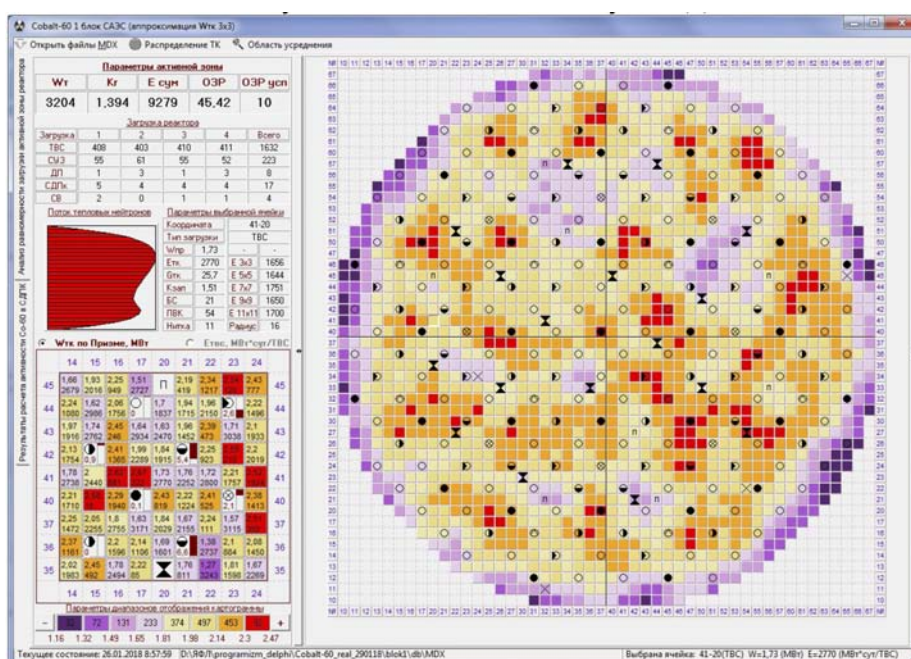


Рис. 2. Рабочее окно ПК Cobalt-60.

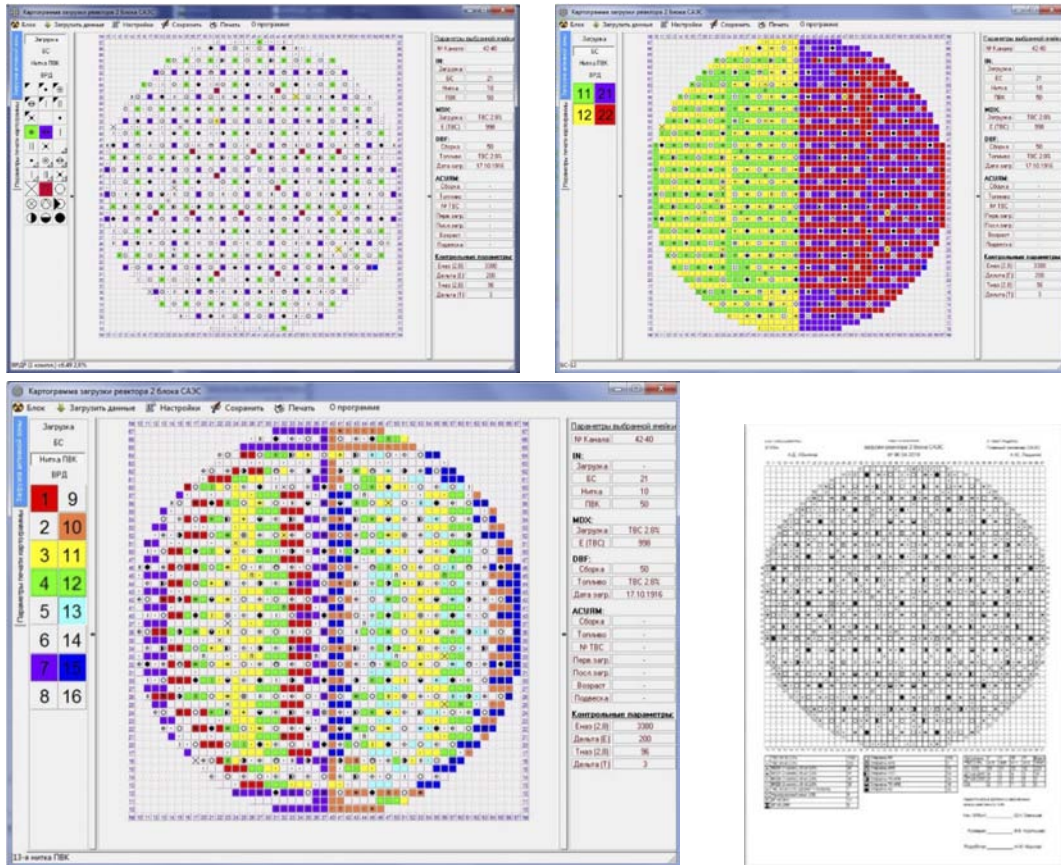


Рис. 3. Основные рабочие окна ПК Kartogramma.

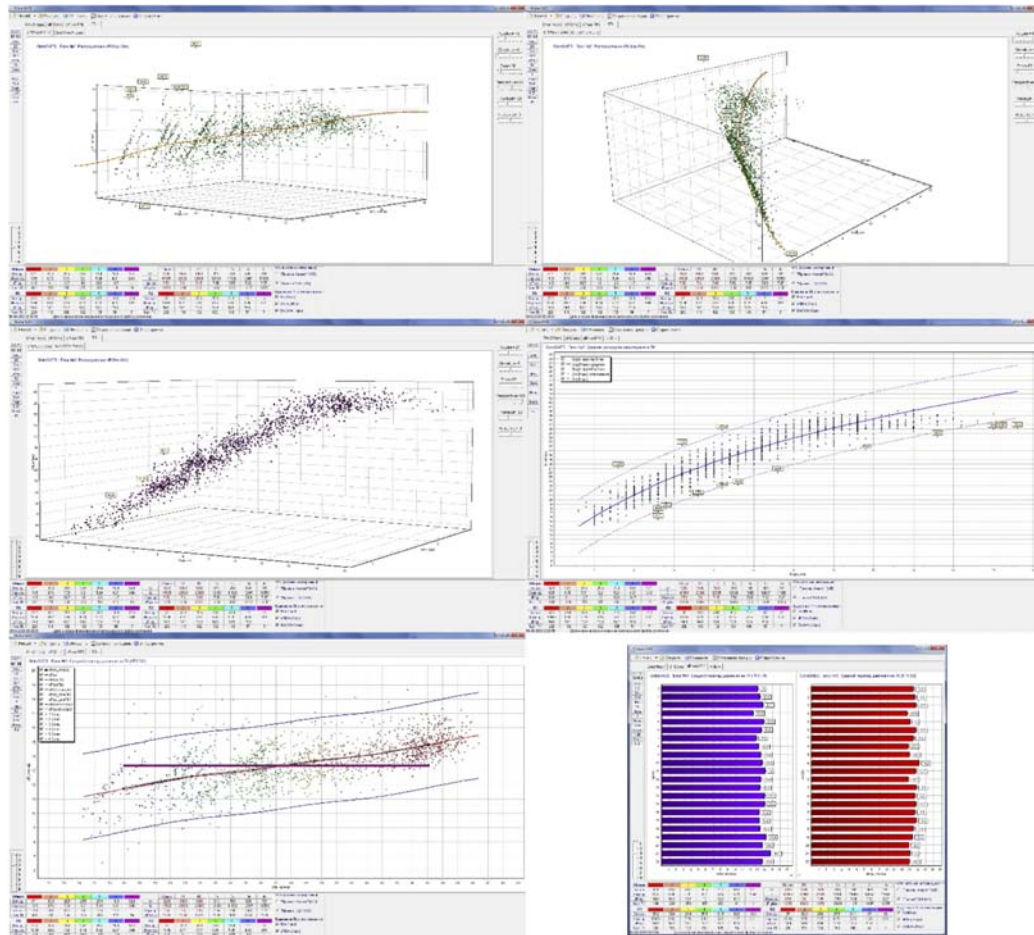


Рис. 4. Основные рабочие окна ПК GidraSAES.

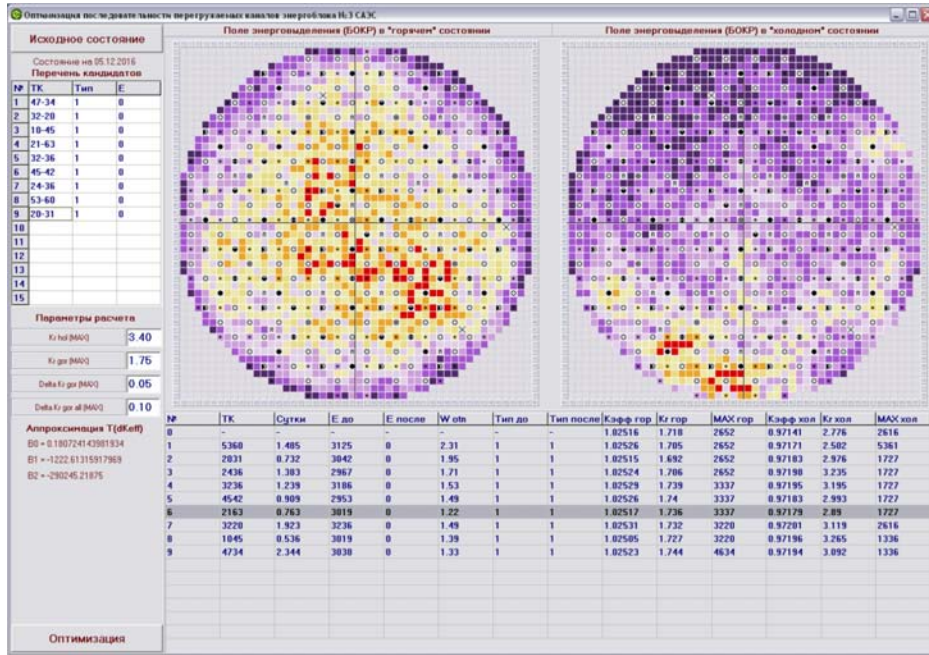


Рис. 5. Рабочее окно ПК Optimizator ZR.

Помимо основных программных средств, в состав ПК Analiz ZR входит ряд вспомогательных ПК, предназначенных для ведения БД Перегрузок, автоматизированного формирования журнала профилирования расхода теплоносителя через ТК реактора и представления пользователю сводной информации по файловому набору срезов БД РУ.

### Описание ПК Optimizator ZR

При подготовке задания на перегрузку персонал ядерно-физической лаборатории (ЯФЛ) отдела ядерной безопасности и надежности (ОЯБиН) следует алгоритму, приведенному на рис.5.

Внедрение ПК Optimizator ZR позволило значительно снизить трудозатраты (с 1 часа до 1 минуты) при определении итоговой последовательности перегружаемых ТК.

В программе Optimizator ZR предусмотрены варианты загрузки исходных данных как из зеркального среза БД РУ, так и из БД ПК Энергия (unit). Это по-

зволяет применять ПК Optimizator ZR как автономно, так и совместно с ПК Энергия. При этом, выбранная база данных автоматически копируется в рабочую директорию ПК и все процедуры чтения/записи данных осуществляются только с сохраненной копией БД, что гарантирует отсутствие негативных воздействий на исходную базу.

При запуске процесса формирования исходного состояния программа выполняет следующие действия:

1. потоковое копирование выбранной БД в рабочую директорию программы;
2. расчет по программе БОКР в «горячем» состоянии с исходными поканальными энерговыработками;
3. построение аппроксимирующей функции для зависимости темпа перегрузок от приращения Кэфф по десяти расчетным узлам в текущем состоянии реактора.
4. расчет по программе БОКР в «холодном» состоянии с исходными поканальными энерговыработками;
5. отображение результатов расчета в рабочем окне программы.



Рис.6. Алгоритм действий при подготовке задания на перегрузку.

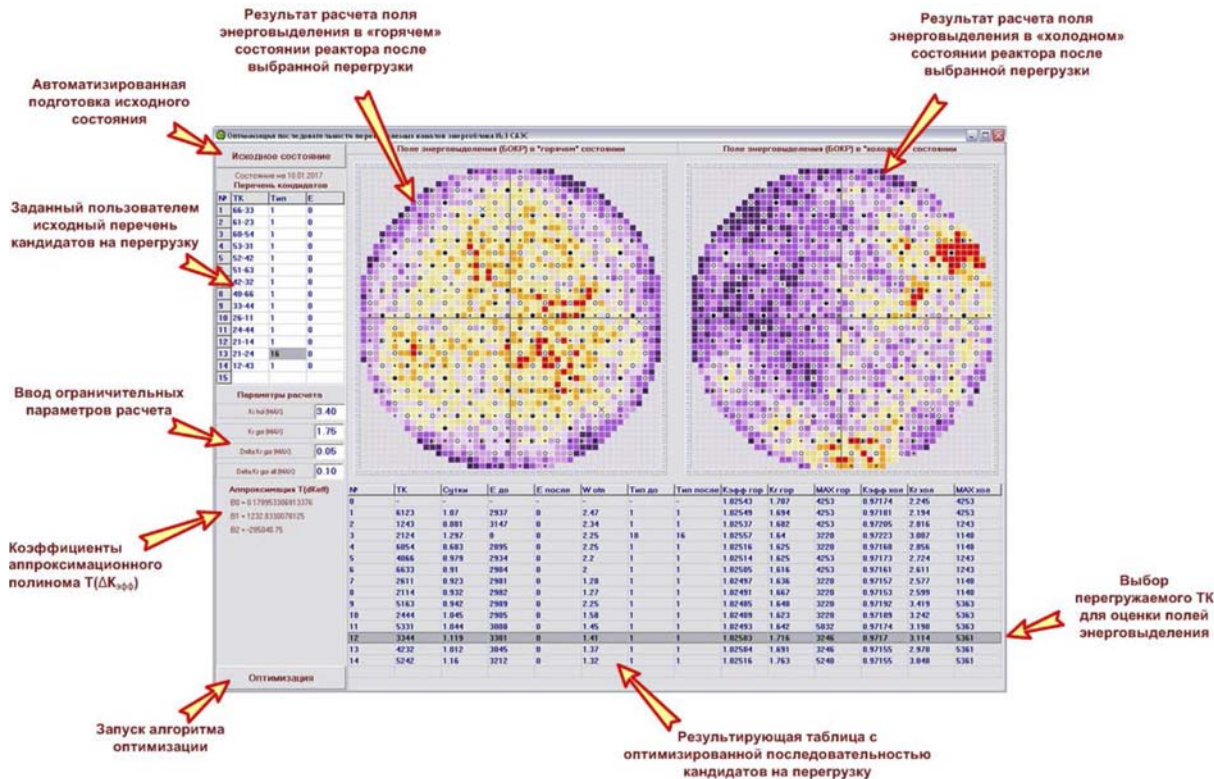


Рис. 7. Описание рабочего окна PC Optimizator ZR.

Исходный перечень кандидатов на перегрузку, задается пользователем в табличном виде с указанием типа загружаемого изделия и его энерговыработки.

В качестве ограничительных параметров расчета, задаются:

1. максимально допустимое значение коэффициента неравномерности распределения энерговыделения в «холодном» состоянии реактора;
2. максимально допустимое значение коэффициента неравномерности распределения энерговыделения в «горячем» состоянии реактора;
3. изменение коэффициента неравномерности распределения энерговыделения в «горячем» состоянии реактора между любыми последовательными перегрузками;
4. изменение коэффициента неравномерности распределения энерговыделения в «горячем» состоянии реактора между первой и текущей перегрузками.

По результатам первичного расчета, все заданные параметры могут быть скорректированы пользователем для получения наилучшего распределения.

Расчетный метод, реализованный в PC Optimizator ZR, основан на последовательном выборе кандидатов, расположенных в областях активной зоны с наибольшими отклонениями среднего значения энерговыделения в «горячем» состоянии от регламентного профиля Q03. На каждом этапе проверяется выполнение заданных пользователем граничных условий. При выходе расчетных параметров за пределы допустимых диапазонов выполняется корректировка исходной последовательности.

При запуске оптимизационного расчетного модуля выполняется:

1. расчет параметра для каждого заданного кандидата на перегрузку:

$$K_i^{W_{отн}} = \frac{Q03_i \cdot W_{гор.}^{max}}{W_{гор.i}^{5x5}},$$

где  $Q03_i$  – значение регламентного профиля распределения энерговыделения;  $W_{гор.}^{max}$  – максимальная мощность ТК по БОКР в «горячем» состоянии;  $W_{гор.i}^{5x5}$  – средняя мощность в ячейке 5x5 вокруг i-го ТК в «горячем» состоянии.

2. сортировка перечня кандидатов по убыванию параметра ;

3. последовательная проверка выполнения заданных пользователем граничных условий для каждого кандидата;

4. при отрицательном результате проверки:

- кандидат переносится в конец списка;
- повторная проверка кандидата проводится только после проверки остального перечня;

5. при положительном результате проверки:

- определяется темп перегрузок с помощью построенной ранее аппроксимирующей функции;
- энерговыработка всех ТВС кроме перегружаемой увеличивается на величину

$$W_i^{Призма},$$

где:  $W_i^{Призма}$  – мощность i-го ТК с ТВС;  $T$  – расчетный темп при перегрузке i-го ТК.

переход к следующему кандидату.

Таким образом, как правило, уже при первичном расчете из заданного пользователем набора кандидатов из 15 ТК формируется последовательность из 10-12 ТК, удовлетворяющих заданным пользователем ограниче-

Если этого количества перегрузок недостаточно, исходные данные корректируются и выполняется повторный расчет.

Отображение результатов оптимизации выполняется в табличном виде в рамках основного рабочего окна. При этом, пользователь имеет возможность визуально оценить распределение энерговыделения в «горячем» и «холодном» состояниях реактора после каждой перегрузки из сформированной последовательности.

Итоговая последовательность перегружаемых ТК проверяется программным средством Proverka, входящим в состав ПК Энергия (ВНИИАЭС).

## Выводы

1. Разработанное на Смоленской АЭС ПС Optimizator ZR позволяет значительно снизить трудозатраты персонала группы перегрузок ЯФЛ на определение последовательности перегружаемых ТК, удовлетворяющих заданным пользователем условиям и ограничениям.

2. Интерфейс ПС Optimizator ZR реализован в рамках единого рабочего окна. Корректировка исходных данных и перезапуск расчетного модуля производится пользователем без операций закрытия/открытия окон ПС и не требует перерасчета исходного состояния реактора.

3. Отображение распределений энерговыделения в «горячем» и «холодном» состояниях реактора после каждой перегрузки позволяет пользователю оценить влияние выбранного кандидата на перераспределение радиальных полей.

## Список литературы

1. РД ЭО 1.1.2.10.0732-2007 «Типовая методика планирования перегрузок на АЭС с реакторами РБМК-1000». г. Москва, 2007г.

# РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПЕРЕВОДА РЕАКТОРА РБМК В ПОДКРИТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИ ВОЗМОЖНЫХ ОТКАЗАХ

*Даничева И.А., Хренников Н.Н.  
ФБУ «Научно-технический центр по ядерной и  
радиационной безопасности», Москва*

При проведении противоаварийных учений важно прогнозировать и контролировать выполнение критических функций безопасности, в частности, аварийного останова реактора и возможности длительного удержания его в подкритическом состоянии в нештатных ситуациях. Такими ситуациями могут быть отказы информационно-измерительной аппаратуры (неверные показания термопар, неверные данные о составе азотно-гелиевой смеси при расхолаживании и др.), а также непосредственно аварийные процессы (обезвоживание КМПЦ или КОСУЗ, отказы на погружение стержней СУЗ при останове реактора и т.п.).

Перевод реактора в подкритическое состояние сопровождается нестационарным поведением концентрации ксенона и напрямую зависит от режима снижения мощности перед останомом.

Для расчетного прогнозирования перевода реактора в подкритическое состояние, в том числе при нештатных ситуациях, и возможности длительного удержания его в подкритическом состоянии при нештатных ситуациях разработан дополнительный расчетный модуль в составе ПС BARS [1], предназначенного для трехмерного нейтронно-теплогидравлического расчета активных зон реакторов РБМК-1000 на различных уровнях мощности.

Для работы расчетного модуля используется графический интерфейс, разработанный в среде Borland Delphi с набором средств для запуска ПС с выбранными опциями и для визуализации результатов расчетов. Пользователь имеет возможность корректировать расчетную модель, выполнять расчеты и визуально представлять результаты расчетов.

Расчетный модуль позволяет проводить расчеты нестационарного процесса перевода реактора при работе на мощности в подкритическое состояние при заданном графике снижения мощности с учетом расхолаживания, определяемого составом азотно-гелиевой смеси продувки РП, состояния КМПЦ и КОСУЗ, положения стержней СУЗ, и т.п., и процесса дальнейшего разотравления и расхолаживания в подкритическом состоянии. Все необходимые параметры задаются пользователем в интерактивном режиме с помощью соответствующих диалоговых окон графического интерфейса.

## Подготовка исходных данных

В качестве исходных данных используется информация, зафиксированная ИИС «Скала-микро». В случае отказа ИИС предусмотрен ввод исходных данных со съемного носителя.

На этапе подготовки данных осуществляется чтение данных ИИС «Скала-микро» и формирование файла состояния реактора (*bars.fil*), являющегося входным файлом ПС «BARS». В файл *bars.fil* заносится информация о номере блока, дате, тепловой мощности блока, картограмма загрузки, энерговыделение ТВС, положение стержней СУЗ, показания датчиков радиального и аксиального энерговыделения, температура графита, измеренная 15-ю четырехсекционными термопарами.

Информация, записываемая в файл *bars.fil*, отображается на картограмме загрузки реактора (см. рис.1) с указанием типа ТК, каналов СУЗ, ДП, ПЯ, СВ, их количестве, выгорании (для ТВС) и т.п. При установке курсора на любой ТК на картограмме высвечивается информация о координатах, типе (ТК, СУЗ, ДП и т.п.), начальном обогащении и энерговыработке (для ТВС), глубине погружения (для стержня СУЗ), выбранного канала. В нижней части окна высвечивается средняя по реактору энерговыработка. В заголовке окна указан энергоблок и дата, на которую подготовлено состояние реактора.

Расчет исходного состояния блока при работе на заданной мощности

Параметры расчетов задаются во втором окне графического интерфейса (см. рис. 2), открываемого при щелчке мыши на кнопке «Расчет» в правой нижней части окна 1.

На этапе подготовки расчета перевода реактора в подкритическое состояние проводится расчет исходного состояния реактора на уровне мощности, считываемой из базы данных ИИС Скала-микро. При необходимости выполняются последовательно три расчета: 1) корректировка радиального поля энерговыделений по

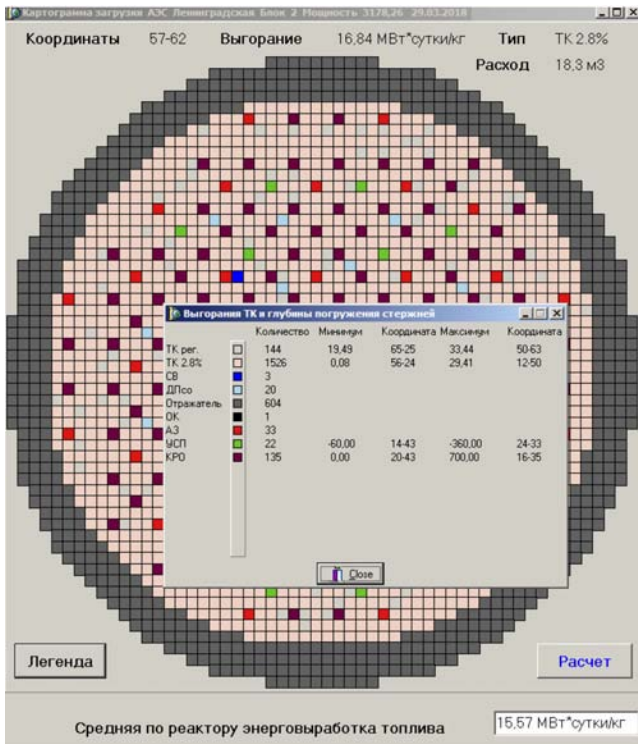


Рис. 1. Картограмма загрузки для исходного состояния выбранного энергоблока

показаниям внутриреакторных датчиков; 3) коррективка среднего высотного профиля выгорания каждого типа ТК по показаниям высотных датчиков; 1) заключительный (реперный) расчет. Качество подготовленного реперного состояния определяется по значениям погрешностей расчета (радиальной и аксиальной).

После завершения подготовительных расчетов при щелчке мыши на кнопке «Результаты» на экране появляется цветовая видеодиаграмма распределения мощностей ТК по активной зоне (окно 3, рис. 3). В левой верхней части видеодиаграммы приводятся коэффициенты радиальной и аксиальной неравномерности энерговыделения  $K_r$  и  $K_z$ . Справа приводится цветовая шкала распределения мощностей ТК с указанием каналов с максимальной и минимальной мощностью.

*Расчет ксенонового переходного процесса при переводе реактора в подкритическое состояние*

Управление расчетом переходного процесса перевода реактора в подкритическое состояние осуществляется в окне 2 графического интерфейса (рис. 2). На этом этапе пользователем производится настройка модели на определенный вариант расчета. Описание возможных вариантов расчета приведено ниже.

*Задание графика снижения мощности реактора перед остановом блока*

График снижения мощности задается в табличном виде в верхней левой части панели окна 2 (рис. 2). Построчно задаются ступени (уровни) мощности при переводе реактора в подкритическое состояние. В левом столбце задается начальная мощность (в  $MВт_{\text{тепл}}$ ), во втором – конечная мощность для каждого заданного уровня мощности при снижении перед остановом. В третьем столбце задается время (в часах) работы на данном уровне мощности. Предполагается, что после завершения работы на последнем уровне мощности сбросом стержней БСМ (АЗ) реактор переводится в подкритическое состояние.

После заполнения этой таблицы в средней части окна 2 автоматически выводится график снижения мощности, соответствующий заданному таблично (см. рис. 2).

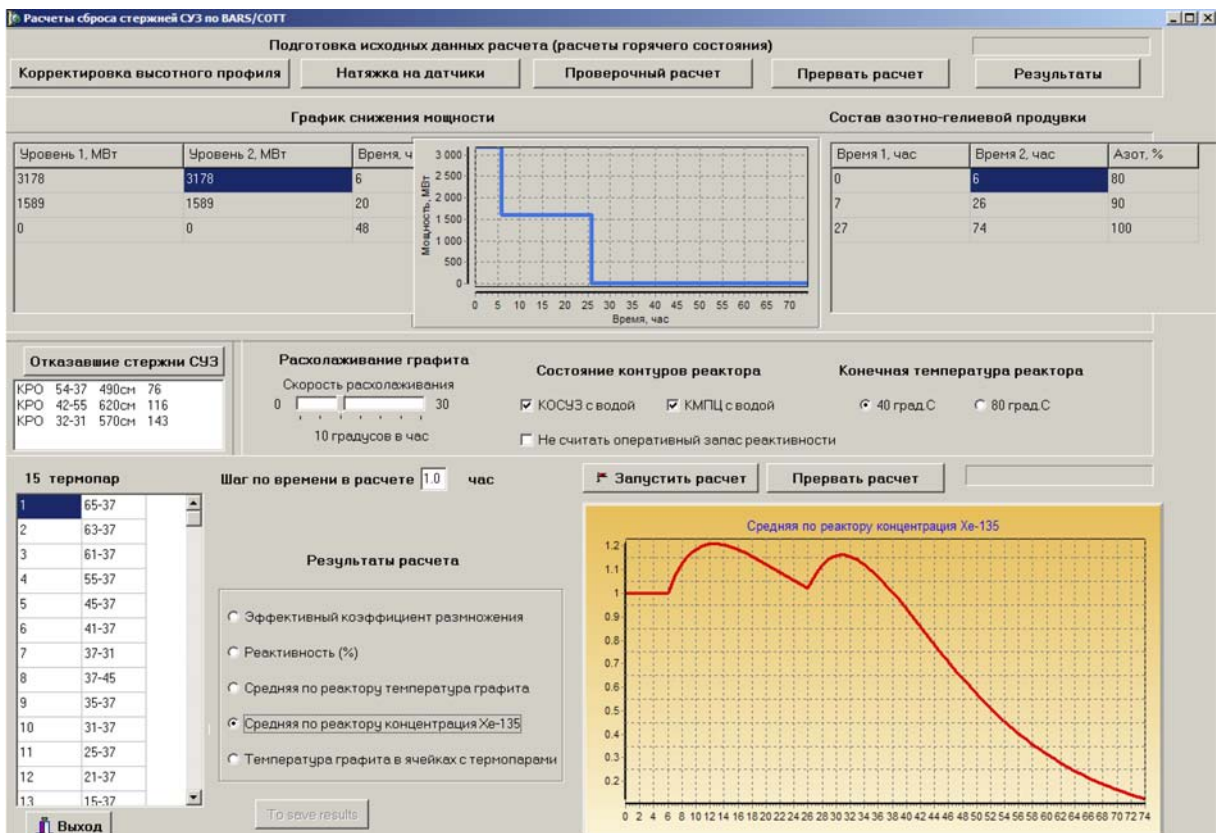


Рис. 2. Окно управления расчетами

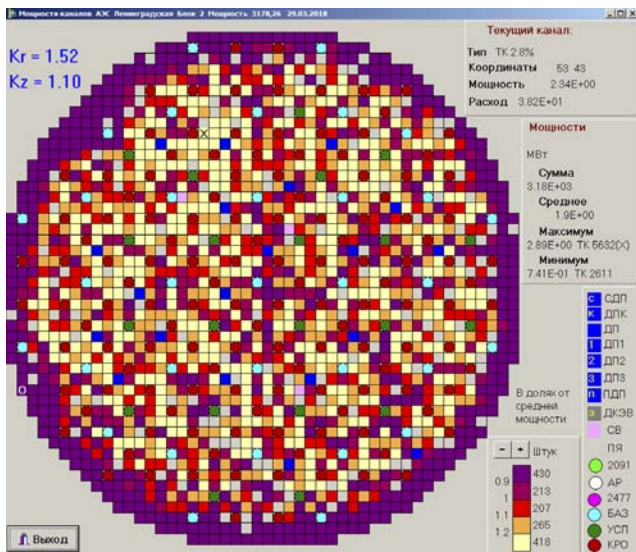


Рис. 3. Распределение мощностей ТК по результатам расчета реперного состояния энергоблока при работе на заданном уровне мощности

#### Состав азотно-гелиевой смеси продувки РП

В правом верхнем поле окна 3 «Состав азотно-гелиевой продувки» вручную задается содержание азота в составе азотно-гелиевой смеси продувки РП (в процентах). Содержание азота задается (в %) в соответствии с графиком снижения мощности, либо произвольно, в часах.

#### Скорость расхолаживания

Задание скорости расхолаживания осуществляется изменением положения бегунка на шкале «Скорость расхолаживания» в средней части окна 2 (рис. 2). Диапазон изменения от 0 до аварийной - 30°С/час.

#### Число и положение отказавших стержней СУЗ при сбросе

Для изменения положения стержней необходимо щелкнуть мышкой на кнопке «Отказавшие стержни СУЗ» в окне 2. При этом на экране появляется картограмма расположения стержней СУЗ в активной зоне (см. рис. 4). Справа внизу указываются типы стержней, используемые в загрузке. При подводе курсора к любому из стержней высвечивается его координаты, тип и глубина погружения в зону. С помощью панели справа

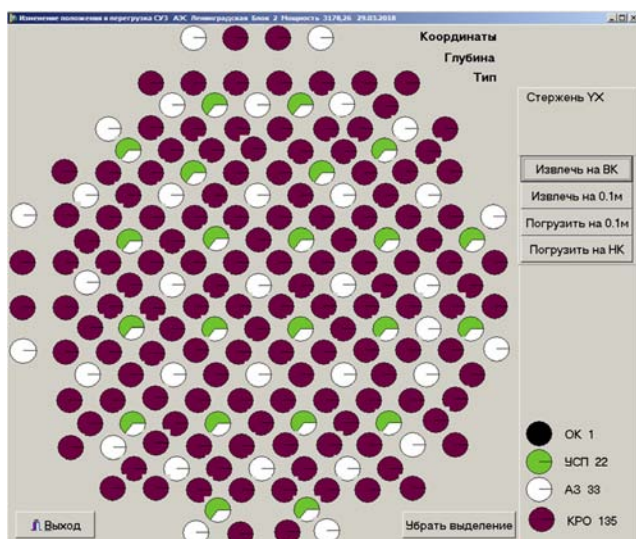


Рис. 4. Картограмма стержней СУЗ (состояние с погруженными стержнями БСМ)

производится изменение глубины погружения выделенного группы стержня или группы стержней.

При сбросе стержней БСМ (АЗ) предполагается, что все они входят в активную зону до нижних концевиков. Если по каким-то причинам для отдельных стержней либо групп стержней выявлен отказ на погружение или недоход группы стержней СУЗ при движении, предусмотрена возможность задания координат таких стержней или групп стержней и их высотного положения по УП с помощью картограммы стержней СУЗ (рис. 4).

#### Изменение координат термодпар в случае их отказа или перестановки

В расчете по ПС BARS используются (для сравнения с расчетными значениями) показания 15 термодпар, регистрирующих температуру графита (посекционно). Предусмотрена возможность ручного ввода этих показаний в случае отказа какой-либо термодпары (отдельной секции), а также количества и координат термодпар (панель «Температура термодпар» в окне 2).

#### Состояние КМПЦ и КОСУЗ

В модели предусмотрено проведение расчетов при различном состоянии контуров охлаждения СУЗ и МПЦ (с водой или без воды в контурах). Для этого в средней части панели имеются два окошка: КМПЦ и КОСУЗ, задающих состояние контуров охлаждения реактора. Предусмотрена возможность задания произвольной плотности теплоносителя в контуре МПЦ.

#### Температура реактора после расхолаживания в подкритическом состоянии

В средней части окна 2 можно задать конечную температуру графита при расхолаживании в подкритическом состоянии. Предусмотрены два значения – 40°С и 80°С (см. рис. 2).

#### Расчет перехода в подкритическое состояние реактора, включая сброс стержней СУЗ, разотравление и расхолаживание реактора

После того, как моделирование состояния активной зоны завершено, при нажатии клавиши «Запустить расчет» (см. рис. 2) осуществляется расчет нестационарного процесса перевода реактора в подкритическое состояние с учетом изменения концентрации ксенона с уровня мощности, определяемого графиком снижения мощности на рис. 2, и последующего сброса стержней БСМ (АЗ).

Результаты расчета воспроизводятся «on-line» на рисунке в правой нижней части окна 2 (рис. 2). Пользователем задается один из следующих вариантов просмотра результатов расчета:

- эффективный коэффициент размножения;
- реактивность;
- средняя по реактору температура графита;
- средняя по реактору концентрация  $^{135}\text{Xe}$ ;
- температура графита в ячейках реактора с термодпарами
- оперативный запас реактивности.

Для примера на рис. 2 приведен график изменения средней концентрации  $^{135}\text{Xe}$  в процессе перевода реактора в подкритическое состояние. Видны два характерных пика концентрации  $^{135}\text{Xe}$ , соответствующие работе реактора на двух уровнях мощности, с последующим плавным спадом до нуля при расхолаживании в подкритическом состоянии.

## Заключение

Описанный в статье расчетный модуль для обоснования выполнения одной из критических функций без-



опасности, а именно, перевода реактора в подкритическое состояние и поддержание его в этом состоянии при аварийных ситуациях предназначен для использования в аварийных центрах в качестве расчетной поддержки при принятии решений.

Расчетный модуль может использоваться в эксплуатационной практике для оптимизации безопасного перевода реактора в подкритическое состояние при плановой и внеплановой остановке энергоблока РБМК-1000.

#### Список литературы

TASIS PROJECT R2.03/97. Software Development for Accident Analyses for VVER and RBMK Reactors. Part B. Development of Code System for Severe Accident Analyses in RBMK. Final Report. Pisa (Italy), December, 2005.

## АНАЛИЗ ЗАСОРЕННОСТИ ТОПЛИВНЫХ КАНАЛОВ РБМК

*Глазков О.В., Дружаев А.А., Семенов А.А., Соловьев Д.А., Щукин Н.В.*  
НИЯУ МИФИ, Москва

### Введение

Система расчетно-измерительной диагностики ECRAN 3D (Experimental & Computational Reactor ANalysis) [1-5] предназначена для проведения диагностики состояния оборудования РБМК-1000 в неоперативном режиме. Алгоритмы системы трехмерной расчетно-экспериментальной диагностики основаны на предположении, что все потенциальные неисправности и нарушения в работе РБМК-1000 могут быть зарегистрированы путём выявления несоответствия между измеренными данными системы внутриреакторного контроля и расчетными данными, полученными с использованием программных средств поддержки эксплуатации ЯЭУ. Система может обнаружить следующие неисправности:

- изменение положения органа регулирования, вызванное выходом из строя исполнительных механизмов привода СУЗ или частичным обрывом секций поглотителя;
- ошибки датчиков положения органов СУЗ;
- ошибки в показаниях радиальных и/или высотных внутриреакторных детекторов нейтронного поля;
- ошибки в показаниях датчиков поканального расхода теплоносителя;
- неправильная регистрация положений запорно-регулирующих клапанов (ЗРК) при изменении расхода теплоносителя через каналы активной зоны;
- ошибки или запаздывание при передаче данных из информационно-измерительной системы (ИИС) в программный комплекс отдела ядерной безопасности и надежности.

Все перечисленные выше ошибки и отказы можно трактовать как возмущения параметров математической модели реакторной установки, порождающие наблюдаемый сигнал рассогласования - расхождение между расчетными и измеренными данными. Система ECRAN 3D позволяет решить следующие важные с точки зрения безопасности, надежности и экономичности задачи:

- регистрация факта и времени возникновения неисправности;
- локализация возмущения (определение номера канала);

- визуализация поведения параметра, вышедшего за установленные пороги во времени.

В ходе работ, выполнявшихся в 2016 и 2017 годах, была проведена модернизация системы диагностики с целью расширения диагностических возможностей системы, а также снижения количества ошибочной диагностической информации [6-10]. Данный материал посвящен описанию созданному модулю диагностики изменения проходного сечения водяных коммуникаций топливного канала (ТК), а также модулю диагностики соответствия положения ЗРК текущему значению расхода в ТК.

### Модуль диагностики уменьшения проходного сечения (засорения) водяных коммуникаций ТК

В результате долговременной эксплуатации ТК РБМК возможно уменьшение их проходного сечения из-за образования отложений примесей теплоносителя на их внутренней поверхности.

Для восстановления проходного сечения необходимо проводить механическую чистку водяных коммуникаций ТК во время проведения очередного ППР. Засорение ТК можно определить проводя анализ архивов эксплуатационных параметров энергоблока.

В основу предлагаемой идеи диагностики уменьшения проходного сечения водяных коммуникаций топливного канала положено предположение о том, что расход теплоносителя через конкретный ТК определяется текущими значениями положения ЗРК и мощности энерговыделения.

Обосновать следующее предположение можно следующим образом. Расход теплоносителя через конкретный ТК зависит от давления в нижних водяных коммуникациях (НВК) и гидравлического сопротивления ТК и его водяных коммуникаций. У каждого ТК и его водяных коммуникаций могут быть различные особенности, которые тем или иным образом влияют на значение коэффициента сопротивления. Поэтому необходимо рассматривать каждый ТК изолированно друг от друга. Мощность энерговыделения ТК оказывает влияние на паросодержание теплоносителя и прочие локальные характеристики ТК, которые, в конечном счете, влияют на расход. И так как мощность ТК постоянно изменяется, то ее необходимо учитывать в анализе.

Наиболее сильное влияние на гидравлическое сопротивление канала оказывает положение ЗРК, следовательно этот параметр также необходимо учитывать в анализе.

Расход теплоносителя через конкретный ТК можно представить как показано в формуле 1.

$$G_{\text{ТК}} = f(W_{\text{ТК}}, h_{\text{ЗРК}}) + C, \quad (1)$$

где:  $f$  - некая функциональная зависимость, связывающая расход теплоносителя через ТК с мощностью энерговыделения ТК и положением ЗРК ТК;  $W_{\text{ТК}}$  - мощность энерговыделения ТК;  $h_{\text{ЗРК}}$  - положение ЗРК ТК;  $C$  - константа.

Расход теплоносителя, рассчитываемый по такой модели, всегда будет иметь различие с результатами реальных измерений. Это различие может быть вызвано случайными факторами, например, погрешность в измерении расхода теплоносителя. Но могут быть и систематические причины возникновения раз-

## Тестирование модуля диагностики уменьшения проходного сечения водяных коммуникаций ТК

Тестирование модуля, проводилось на архивах эксплуатационных параметров энергоблока №1 Курской АЭС с 31.03.2016 г. по 31.12.2016 г [7, 8].

В предложенном алгоритме есть три важных параметра, которые необходимо определить перед его применением.

Первый параметр - длина очереди анализируемых состояний. Анализируемая временная очередь должна содержать состояния по крайней мере за несколько месяцев. В текущей реализации модуля этот параметр был выбран равным 150 дням. Как показало проведенное тестирование на временных отрезках такой длины удается определять тренды в графиках изменения разницы измеренного и расчетного значений расхода теплоносителя через ТК.

Второй параметр - пороговое значение углового наклона линии тренда, при превышении которого диагностируется изменение проходного сечения ТК. Этот параметр выбирался из соображения, что каналов, подверженных измерению проходного сечения водяных коммуникаций, должно быть достаточно малое количество. В текущие реализации алгоритма он равен  $-3 / 150$ . Это значение можно интерпретировать следующим образом - значение разницы расходов в первой временной точке больше чем разницы расходов в последней временной точке на  $3 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Третий параметр - пороговое значение коэффициента детерминации. Значение коэффициента детерминации находится в пределах от 0 до 1 и говорит о качестве построенной регрессионной модели. Чем его значение ближе к 1, тем большую часть исходной дисперсии предсказываемого параметра описывает данная модель. В текущей реализации алгоритма данное пороговое значение принято равным 0,6.

При анализе архива было зафиксировано 24 события превышения коэффициента углового наклона линии тренда установленного предела.

На рисунках 1-5 приведена визуализация эксплуатационных параметров и параметров алгоритма для нескольких событий. На верхних графиках измеренный и рассчитанный по регрессионной модели расход теплоносителя, на средних - параметры, которые определяют расчетное значение расхода теплоносителя (положение ЗРК и мощность энерговыделения ТК), на нижних - разницы измеренного и расчетного значений расхода теплоносителя и построенная по этим данным линия тренда.

На каждом из этих рисунков на фоне случайного шума виден четкий линейный тренд разниц расхода. Были получены следующие значения коэффициентов углового наклона линии тренда и коэффициентов детерминации регрессионной модели:

- для рисунка 1 -  $-3,125 / 150, 0,845$ ;
- для второго рисунка 2 -  $-3,240 / 150, 0,613$ ;
- для третьего рисунка 3 -  $-3,121 / 150, 0,607$ ;
- для четверга рисунка 4 -  $-3,013 / 150, 0,705$ ;
- для пятого рисунка -  $-5 3,685 / 150, 0,602$ .

личия. Например, изменения проходного сечения водяных коммуникаций ТК, приводящая к увеличению гидравлического сопротивления ТК и, как следствие, к уменьшению расхода через ТК. Анализируя разницу измеренного значения расхода и расхода, определенного по формуле 1, можно диагностировать засорение коммуникаций ТК.

Функциональную зависимость расхода теплоносителя можно аппроксимировать полиномом общего вида от обратного значения положения ЗРК и мощности энерговыделения ТК, а неопределенные коэффициенты полинома находить путем анализа истории изменения параметров.

При условии, что процесс изменения проходного сечения ТК достаточно медленный, то логично предположить, что в каналах, которые подвержены изменению проходного сечения будет наблюдаться линейно нарастающая разница между измеренными и расчетными значениями расхода теплоносителя (линия тренда) и при этом результаты измерения должны уменьшаться со временем. Таким образом, разница между измеренными и расчетными значениями расхода теплоносителя можно определить как показано в формуле 2.

$$\Delta G_{\text{ТК}} = k * t + b + \varepsilon(t), \quad (2)$$

где:  $t$  - параметр, характеризующий время измерения;  $k$  - коэффициент углового наклона линии тренда;  $b$  - величина сдвига линии тренда;  $\varepsilon(t)$  - случайная составляющая  $\Delta G_{\text{ТК}}$ .

Таким образом, анализируя коэффициент углового наклона линии тренда (насколько он отличен от 0) и качество построенной регрессионной модели (насколько близко значение коэффициента детерминации к 1) можно делать вывод о возможном изменении проходного сечения водяных коммуникаций ТК.

Для нахождения коэффициента углового наклона линии тренда предлагается следующая процедура:

- фиксируется конкретный ТК и временной отрезок. Временной отрезок представляет собой срез архивных данных энергоблока (одна точка в день), который должен быть не короче четырех месяцев;
- на этом временном интервале строится линейная регрессионная модель на базе уравнения 1. Функциональный вид зависимости постоянной составляющей расхода представляет собой кубический полином общего вида;
- на этом же временном отрезке с помощью построенной модели рассчитываются значения расхода теплоносителя через ТК;
- строится линейная регрессионная модель разницы между измеренными и рассчитанными значениями расхода теплоносителя, на основе уравнения 2 и определяются коэффициент углового наклона линии тренда и коэффициент детерминации регрессионной модели;
- значения коэффициента углового наклона линии тренда и коэффициента детерминации регрессионной модели сравниваются с некоторыми порогами и делается вывод о состоянии проходного сечения водяных коммуникаций ТК.

Такое исследование возможно проводить для каждого ТК. Временной отрезок может представлять из себя очередь срезов состояний РУ фиксированного размера, то есть при добавлении новой временной точки из очереди отбрасывается последняя временная точка.

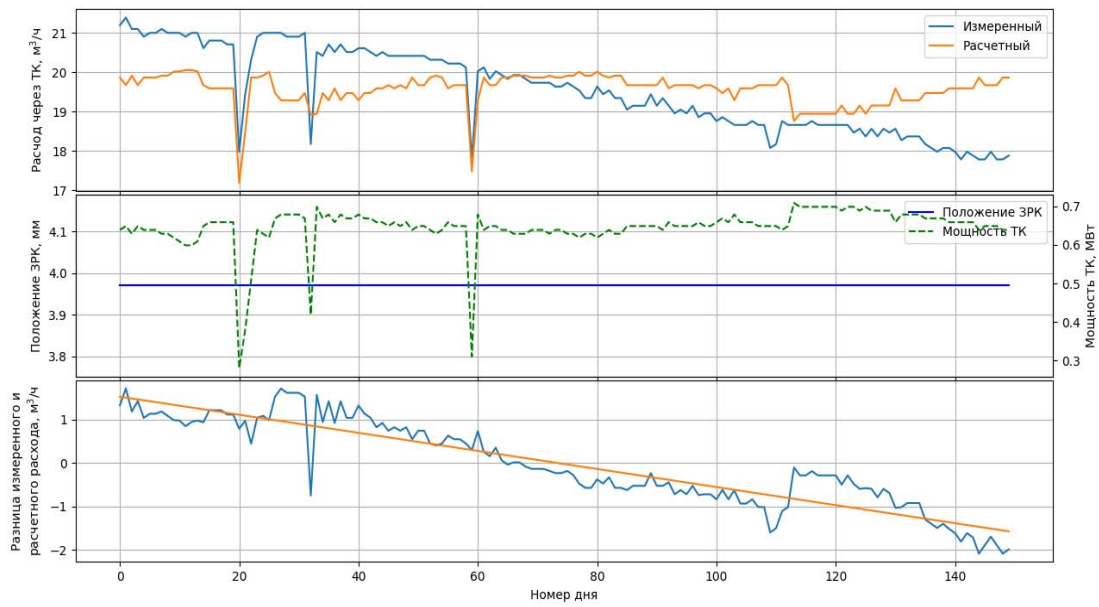


Рис. 1. Убывающий тренд расхода теплоносителя, ТК - 6736

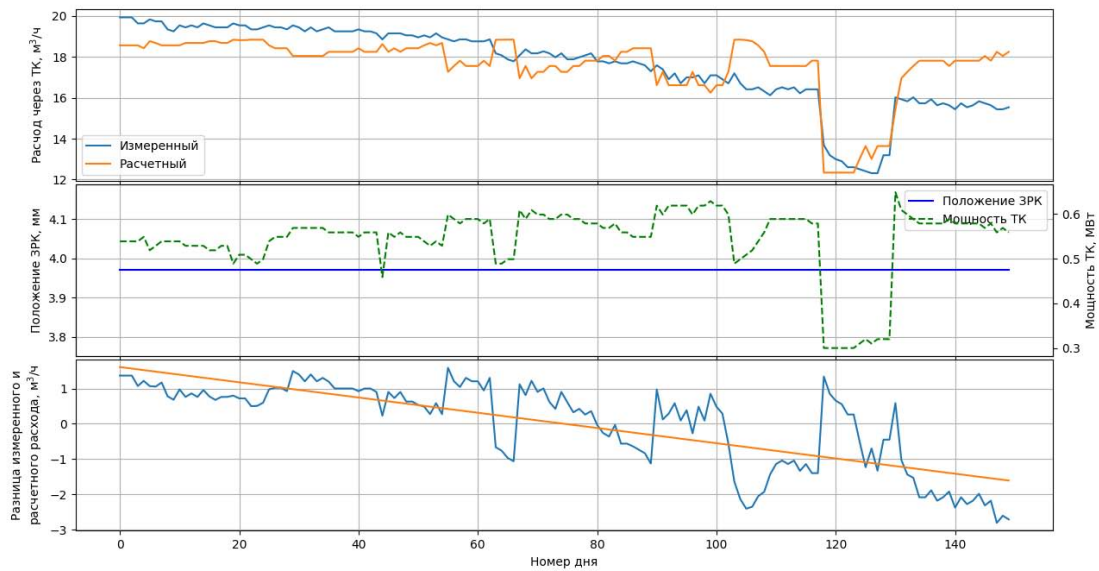


Рис. 2. Убывающий тренд расхода теплоносителя, ТК – 6746

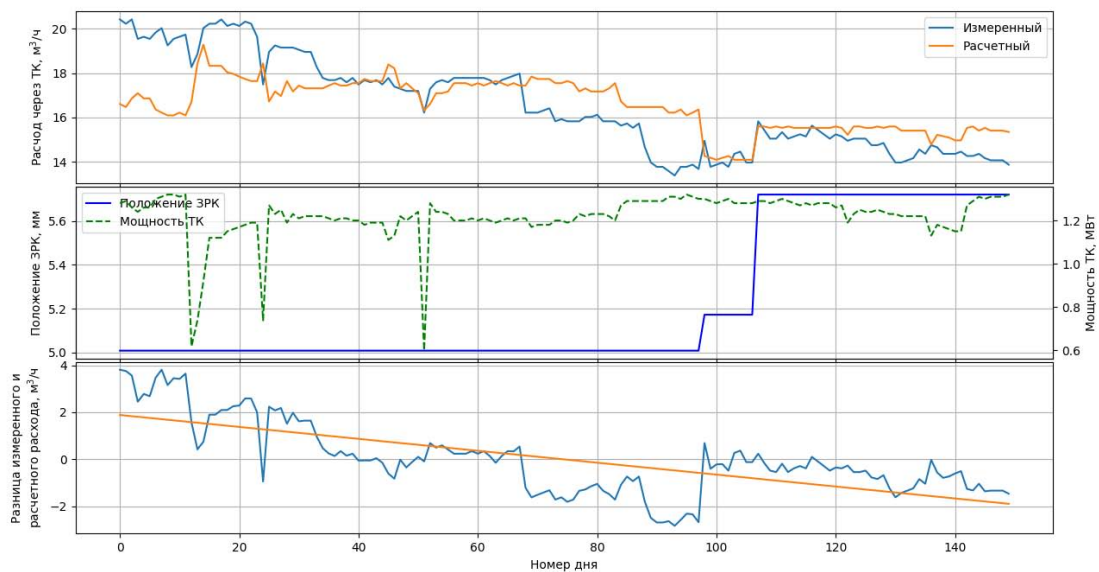


Рис. 3. Убывающий тренд расхода теплоносителя, ТК - 6543

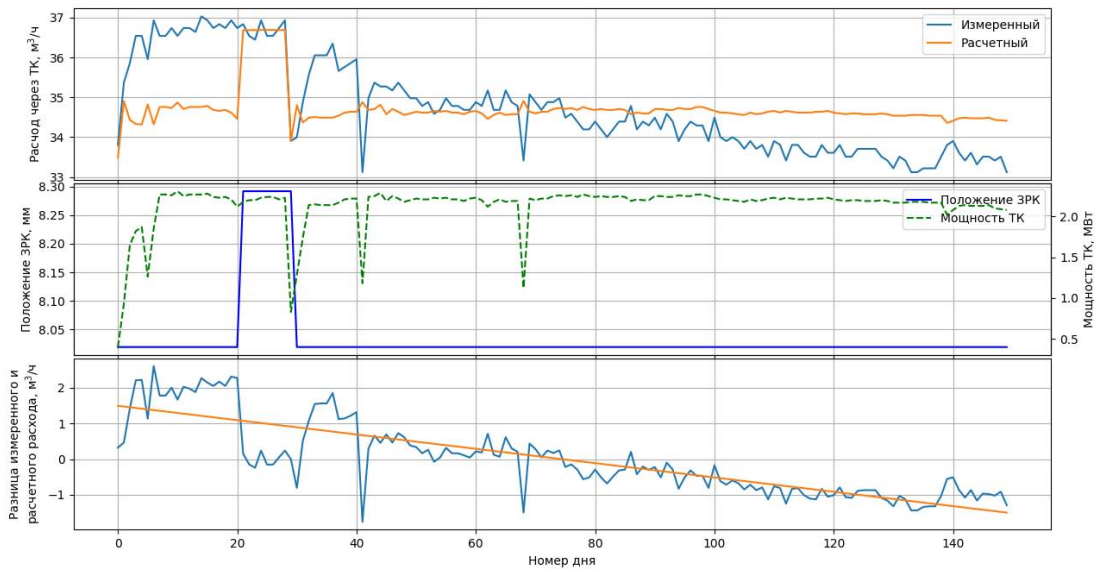


Рис. 4. Убывающий тренд расхода теплоносителя, ТК – 6041

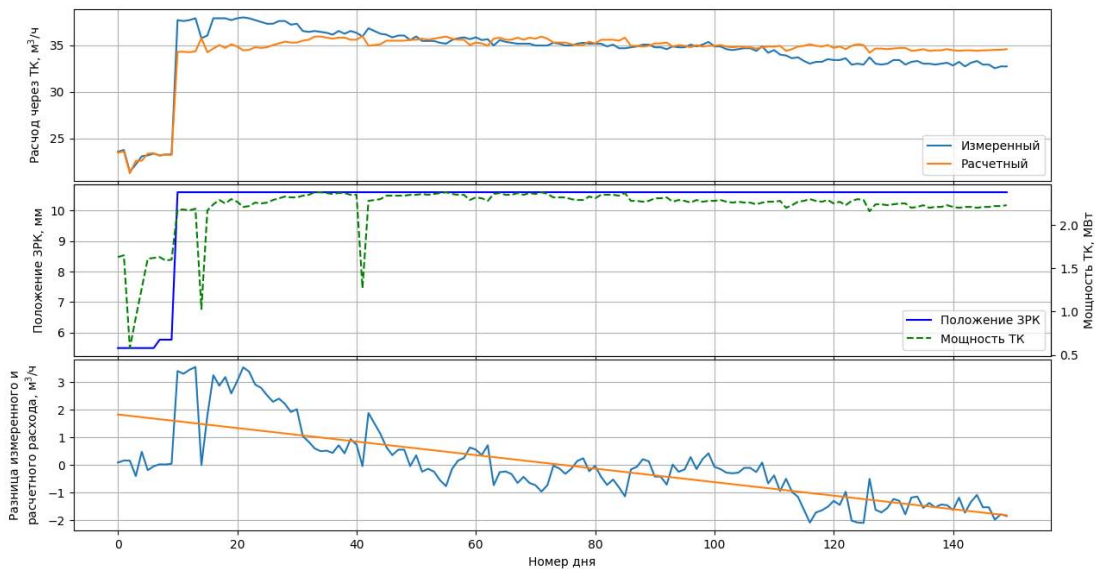


Рис. 5. Убывающий тренд расхода теплоносителя, ТК - 5441

### Модуль диагностики несоответствия текущего положения ЗРК показанию расходомера в ТК

Модуль диагностики уменьшения проходного сечения водяных коммуникаций ТК основан на использовании временной очереди для построения регрессионной модели. Данный способ диагностирования удобен в случае, если необходимо обнаружить процесс уменьшения проходного сечения на ранней стадии и определить скорость изменения сечения. Однако, в случае уже имеющегося засоренного ТК, в котором расход не изменяется или слабо изменяется со временем, или в случае необходимости быстрой диагностики без использования исторических данных, подобный метод не применим.

Помимо диагностики изменения проходного сечения водяных коммуникаций ТК, существует задача диагностики показаний расходомера и значений положения ЗРК в ИИС. Стандартный алгоритм диагностики

показаний расходомеров и значений положения ЗРК в ИИС основан на наблюдении за изменением добавочного перепада давления, рассчитываемого по формуле 3 [2, 9, 10].

$$\Delta P_d = \Delta P_{BC} - \Delta P_{TK} + \Delta P_{ЗРК} + P_{НВК}, \quad (3)$$

где:  $\Delta P_d$  – добавочный перепад давления (слагаемое, в котором отражены все неучтенные в формуле 3 зависимости и погрешности для выбранного ТК);  $\Delta P_{BC}$  – давление в барабан-сепараторе (БС);  $\Delta P_{TK}$  – перепад давления на парогенерирующем канале;  $\Delta P_{ЗРК}$  – перепад давления на ЗРК;  $\Delta P_{НВК}$  – давление в нижних водяных коммуникациях (НВК).

В случае штатной работы расходомеров и отсутствия ошибок в положении ЗРК (в том числе в записях в ИИС) добавочный перепад давления, с учетом случайного шума и отсутствия переходных процессов в первом контуре, остается равным постоянной величине. Стандартный алгоритм ECRAN 3D использует фильтр

скользящего среднего, который подразумевает накопления двух временных очередей, размерностью в 40 минут каждая. В случае возникновения несоответствия положения ЗРК, записанного в ИИС, и показаний расходомера (что соответствует ошибке записи в ИИС значений положения ЗРК или неисправности расходомера) одна из временных очередей будет содержать выбивающиеся значения добавочного перепада давления, которые после усреднения и вычисления разницы между временными очередями, вызовут существенное изменение значения невязки и превышение ею установленных порогов. Данная модель диагностики является эффективной и по результатам работы системы ECRAN 3D на втором блоке Смоленской АЭС позволила зарегистрировать случаи несоответствия показаний расходомера и положения ЗРК, а применение фильтра скользящего среднего позволяет увеличить отношение амплитуды полезного сигнала к уровню шума.

Однако, в случае возникновения неисправности до процедуры заполнения временных очередей, обе временные очереди, после процедуры накопления информации, будут полностью заполнены данными, содержащими неверные значения параметров РУ. Следовательно, разница между двумя временными очередями окажется на аналогичном уровне, как и в случае отсутствия неисправности. Например, данная ситуация может произойти во время перегрузки, когда временные очереди очищаются, а система диагностики находится в режиме ожидания окончания перегрузки.

Кроме того, долговременные процессы, такие как уменьшение проходного сечения канала в результате засорения, не могут быть обнаружены с помощью стандартных фильтров системы диагностики, из-за длительного времени формирования засорения, по сравнению со временем обработки данных системой диагностики.

Таким образом было принято решение разработать модуль, проводящий диагностику соответствия положения ЗРК текущим показаниям расходомера без привлечения временных очередей. Диагностирование осуществляется методом сравнения расчетного и измеренного значения расходов. Если разница между данными величинами больше стандартного отклонения расхода, то считается, что измеренный расход не соответствует положению ЗРК или мощности в канале.

После получения данных о текущих значениях расходов, положениях ЗРК и мощностей в каждом ТК, методом наименьших квадратов рассчитываются коэффициенты полинома третьей степени, (см. формулу 4), аппроксимирующего зависимость расхода от положения ЗРК и от мощности ТК. После нахождения коэффициентов, по полученной формуле находится расчетный расход, в котором отражены общие, присутствующие всем ТК, зависимости расхода от положения ЗРК и мощности ТК. Формула 4 не позволяет учесть индивидуальные особенности ТК, что приводит к отклонению расчетного значения  $G_i(h_i, W_i)$  от измеренного, которое будет тем сильнее, чем больше индивидуальных особенностей в характеристиках ТК. Допускается приближение, что для всех ТК зависимость  $G_i(h_i, W_i)$  должна быть одинаковой при нормальном режиме эксплуатации РУ, отклонение расчетного расхода от измеренного свидетельствует о несоответствии положения ЗРК или мощности ТК показаниям расходомера или о засорении ТК. Критерий несоответствия отображен в формуле 5.

$$G_i^{\text{расч}}(h_i, W_i) = \alpha_1 h_i^3 + \alpha_2 h_i^2 + \alpha_3 h_i + \beta W_i + C, \quad (4)$$

$$G_i^{\text{расч}} - G_{\text{std}}^{\text{изм}} \leq G_i^{\text{изм}} \leq G_i^{\text{расч}} + G_{\text{std}}^{\text{изм}}, \quad (5)$$

где:  $G_i^{\text{расч}}$  – аппроксимированное значение расхода в  $i$ -том ТК;  $G_i^{\text{изм}}$  – измеренное значение расхода в  $i$ -том ТК;  $G_{\text{std}}^{\text{изм}}$  – стандартное отклонение измеренных значений расхода по всем ТК;  $h_i$  – положение ЗРК  $i$ -го канала;  $W_i$  – мощность  $i$ -го канала;  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \beta, C$  – коэффициенты аппроксимации;  $i$  – номер ТК.

Примеры зарегистрированного случая несоответствия положения ЗРК текущему показанию расходомера приведены на рисунках 6 – 8. Как видно из рисунка 6, два ТК (отмечены красными треугольниками) имеют явно выпадающее из общей зависимости  $G_i(h_i, W_i)$  значения расхода, что можно объяснить либо несоответствием текущего положения ЗРК и положению, занесенному в ИИС, либо неисправностью расходомера, либо уменьшением проходного сечения ТК. Аналогичная картина и на рисунках 7, 8.

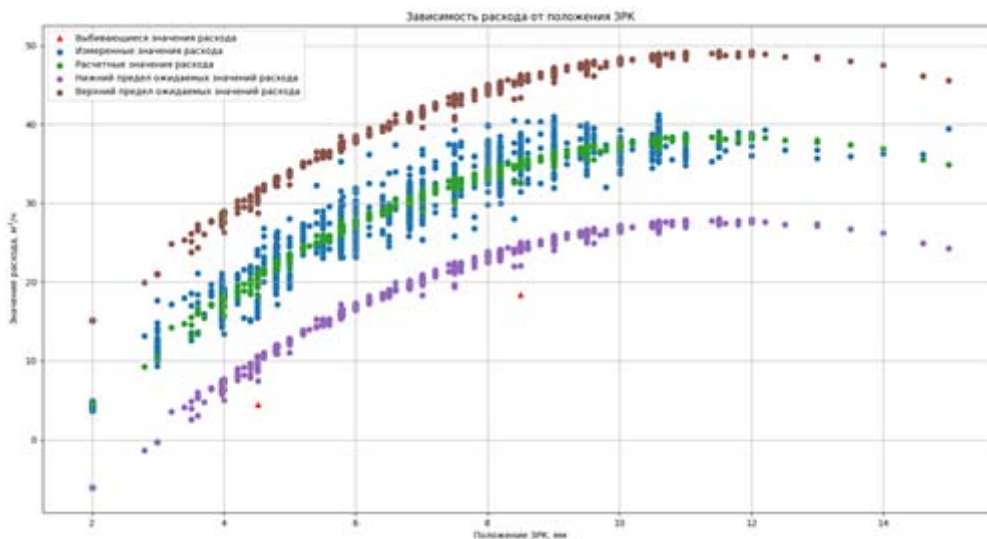


Рис. 6. Зависимость измеренного и расчетного расходов от положения ЗРК

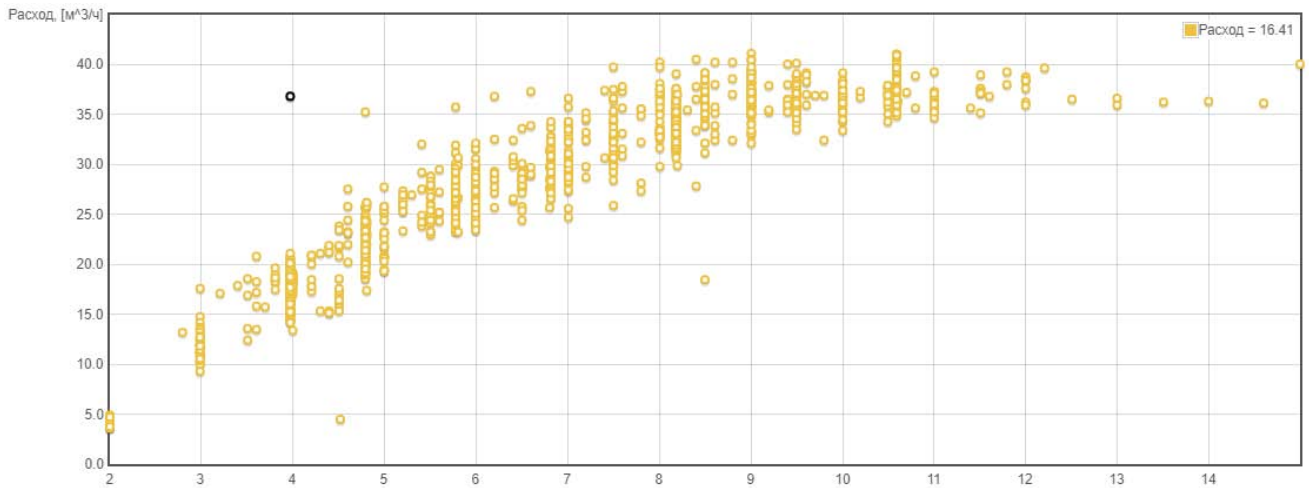


Рис. 7. Срабатывание системы диагностики в ТК 1037 КАЭС-3 по каналу несоответствия положения ЗРК и расхода теплоносителя через ТК. Облако точек соответствия расхода через ТК положению ЗРК.

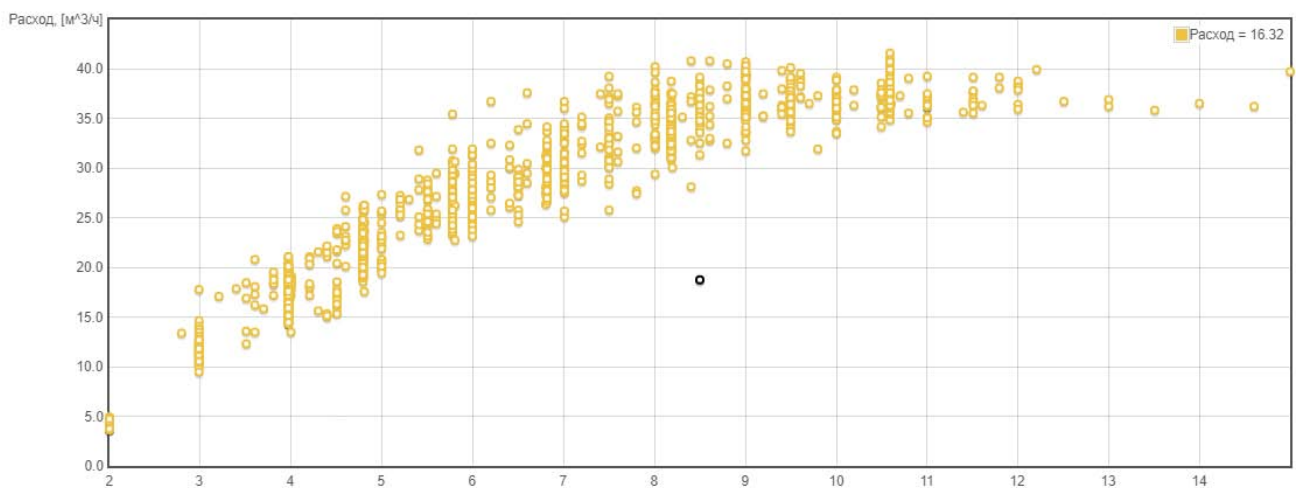


Рис. 8. Срабатывание системы диагностики в ТК 1760 КАЭС-3 по каналу несоответствия положения ЗРК и расхода теплоносителя через ТК. Облако точек соответствия расхода через ТК положению ЗРК

## Выводы

Как показано в материалах статьи, алгоритм разработанного модуля диагностики уменьшения проходного сечения водяных коммуникаций ТК позволяет обнаружить процесс засорения ТК. Однако, для повышения точности диагностики модуль требует предварительной настройки параметров: длины временной очереди, угла наклона линии тренда, коэффициента детерминации. На основе данных 1 энергоблока КАЭС с 31.03.2016 по 31.12.2016 была проведена предварительная настройка параметров. Для проведения оценки точности диагностирования и уточнения настроечных параметров необходимы данные опытно-промышленной эксплуатации и детальная информация о фактах засорения водяных коммуникаций ТК.

Модуль диагностики несоответствия значения положения ЗРК показаниям расходомера позволяет проводить диагностику неисправности расходомера, наличия неверного значения положения ЗРК в ИИС, а также случаев засорения ТК. В ходе проверки работоспособности модуля на основе архивных данных были обнаружены случаи недостоверного значения ЗРК в ИИС, что отображено на рисунках 6-8. Данный модуль дополняет стандартную диагностику системы ECRAN 3D, проводимую посредством анализа изменений добавочного

перепада давления, и модуль диагностики уменьшения проходного сечения.

## Список литературы

1. Д.А. Соловьев, Н.В. Шукин, А.А. Семенов и др. Система пространственно-временной диагностики состояния активной зоны ECRAN 3D. – Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика и техника ядерных реакторов. 2012, вып. 4, с 68-77.
2. Д.А. Соловьев. Система расчетно-экспериментальной диагностики состояния активной зоны ECRAN 3D: дис. ... канд. тех. наук.:05.14.03 - НИЯУ МИФИ, Москва, 2012.
3. Д.А. Соловьев, Н.В. Шукин, А.А. Семенов и др. Система расчетно-измерительной диагностики для РБМК-1000. Труды Международной научно-технической конференции «Девятая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2014)». – Россия, 2014.
4. Д.А. Соловьев, Н.В. Шукин, А.А. Семенов и др. Система расчетно-экспериментальной диагностики ECRAN 3D. Труды семинара «Межведомственный XXV семинар «Нейтронно-физические проблемы атомной энергетики (Нейтроника-2014)». - Россия, 2014г
5. О.В. Глазков, Д.А. Соловьев, Н.В. Шукин и др. Система расчетно-измерительной диагностики для РБМК – 1000. – Атомная энергия. 2015, вып. 4, с. 199-202.
6. Глазков О.В. Система расчетно-экспериментальной диагностики ECRAN 3D. Труды Международной научно-технической конференции «Международная конференция по физике ядерных реакторов (ВОЛГА-2016)» - Россия, 2016.

7. Разработка системы расчетно-измерительной диагностики «ECRAN 3D Курск»: Отчет о НИР (промежуточный); Руководитель Э.М. Глаговский; Н.В. Шукин, Д.А. Соловьев, О.В. Глазков; - М., 2017. – 47 с.

8. Разработка системы расчетно-измерительной диагностики «ECRAN 3D Курск»: Отчет о НИР (заключительный); Руководитель Э.М. Глаговский; Н.В. Шукин, Д.А. Соловьев, О.В. Глазков; - М., 2017. – 121 с.

9. Разработка и внедрение в опытно-промышленную эксплуатацию усовершенствованной системы расчетно-измерительной диагностики ECRAN 3D: Отчет о НИР (промежуточный)/ НИЯУ МИФИ; Руководитель Э.М. Глаговский; Н.В. Шукин, Д.А. Соловьев, А.А. Дружаев; - М., 2016. – 57 с.

10. Разработка и внедрение в опытно-промышленную эксплуатацию усовершенствованной системы расчетно-измерительной диагностики ECRAN 3D: Отчет о НИР (заключительный)/ НИЯУ МИФИ; Руководитель Э.М. Глаговский; Н.В. Шукин, А.Н. Шмелев, А.В. Крынев и др.; - М., 2016. – 54 с.

## МЕТОДИКА РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕХМЕРНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОВЫДЕЛЕНИЯ В РЕАКТОРЕ РБМК-1000 СКАНИРУЮЩИМ ДАТЧИКОМ

*Александров С.И., Алимов Ю.В., Жирнов А.П., Рождественский И.М.  
АО «НИКИЭТ», Москва*

*Куренной Е.П., Речкиман А.Э., Шишкин И.А.  
Курская АЭС - филиал АО «Концерн Росэнергоатом»,  
г. Курчатов*

Активная зона реактора РБМК-1000 является физически большим объектом. Высотное распределение плотности потока нейтронов и энерговыделения в разных ТК активной зоны может быть различным. Для надежной и безопасной эксплуатации необходимо точно знать распределенные нейтронно-физические характеристики, следить за неравномерностью радиального и высотного распределения энерговыделения.

Разработана методика расчетно-экспериментального определения трехмерного распределения энерговыделения в реакторе РБМК-1000 сканирующим датчиком Дт-4. Экспериментальная часть методики основана на результатах измерения плотности потока нейтронов комптоновским датчиком Дт-4 с гафниевым эмиттером в режиме погружения и извлечения в центральной трубке ТВС. Измерения сканирующим датчиком (СД)

выполняются с целью уменьшения погрешности измерений (градуировки) внутризонных датчиков ВРД, используемых в штатной процедуре оперативного восстановления трехмерного распределения энерговыделения ИИС «Скала-микро». Обработка сигнала СД позволяет определить мощность топливных каналов, в которых проведены измерения сканирующим датчиком, и высотное распределение энерговыделения в канале. Методика обработки сигнала СД основана на результатах прецизионных нейтронно-физических расчетов распределения потока нейтронов, энерговыделения в твэлах и скорости захвата нейтронов в сканирующем датчике.

В соответствии с методикой расчетно-экспериментального определения распределения энерговыделения в реакторах РБМК-1000, реализованной в программе ПРИЗМА-М, мощность ТК определяется по формуле:

$$W = K_{\text{апп}} * K_{\text{инд}} * \xi_{\text{ТД}}(B) * J$$

где  $J$  – ток сканирующего датчика;  $\xi_{\text{ТД}}(B)$  – функция, которая определяет мощность ТК от среднего выгорания топлива при данном токе СД;  $K_{\text{инд}}$  – индивидуальный градуировочный коэффициент СД;  $K_{\text{апп}}$  – аппаратный коэффициент.

Мощность ТК определяется по результату измерения сканирующим датчиком по следующей формуле:

$$W_{\text{ТК}} = \frac{F(B, \gamma) * I_{\text{скан}}}{K_{\text{ч}}}$$

где  $F(B, \gamma_{\text{вода}}, \gamma_{\text{графит}})$  – функция, зависящая от выгорания топлива, плотности теплоносителя и плотности графита и определяющая отношение энерговыделения в топливе к скорости захвата нейтронов в гафниевом эмиттере сканирующего датчика, находящегося в центральной трубке ТВС;  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности сканирующего датчика (мкА/захват);  $I_{\text{скан}}$  – ток сканирующего датчика.

Расчетная часть методики основана на прецизионном расчете с использованием аттестованного ПК MCU-RBMK [1]. Верификация результатов расчетно-экспериментального определения трехмерного распределения энерговыделения, полученных при проведении измерений СД на энергоблоках РБМК-1000, проведена путем сравнения с результатами расчетов по аттестованному прецизионному коду MCU-RBMK (табл. 1).

В качестве примера распределение рассчитанных и измеренных мощностей ТК для энергоблока № 1 Курской АЭС приведено на рис. 1.

Погрешность расчета мощностей ТК для всей совокупности рассмотренных измерений приведена на рис. 2.

**Таблица 1.** Сравнение измеренных и расчетных мощностей ТВС

Энергоблок	КуАЭС-1	КуАЭС-2	КуАЭС-3	ЛАЭС-1	ЛАЭС-2	САЭС-1
Дата сканирования	2016	2014	2010	2014	2015	2011
Количество измеренных ТК	141	113	133	127	100	110
$W_{\text{max}}$ (скан)	2.86	2.27	2.89	2.88	2.73	2.64
$W_{\text{min}}$ (скан)	0.52	0.46	0.95	0.51	0.51	1.05
$W_{\text{max}}$ (MCU)	2.88	2.28	2.94	2.85	2.78	2.71
$W_{\text{min}}$ (MCU)	0.55	0.47	0.83	0.54	0.59	1.06
$\sigma$ , %	3.82	3.65	3.41	3.40	4.60	3.83
$\sigma_{\text{max}}$ , %	10.32	13.05	10.96	7.50	10.90	6.40
$\sigma_{\text{min}}$ , %	-9.98	-9.34	-11.12	-7.99	-11.62	-14.21

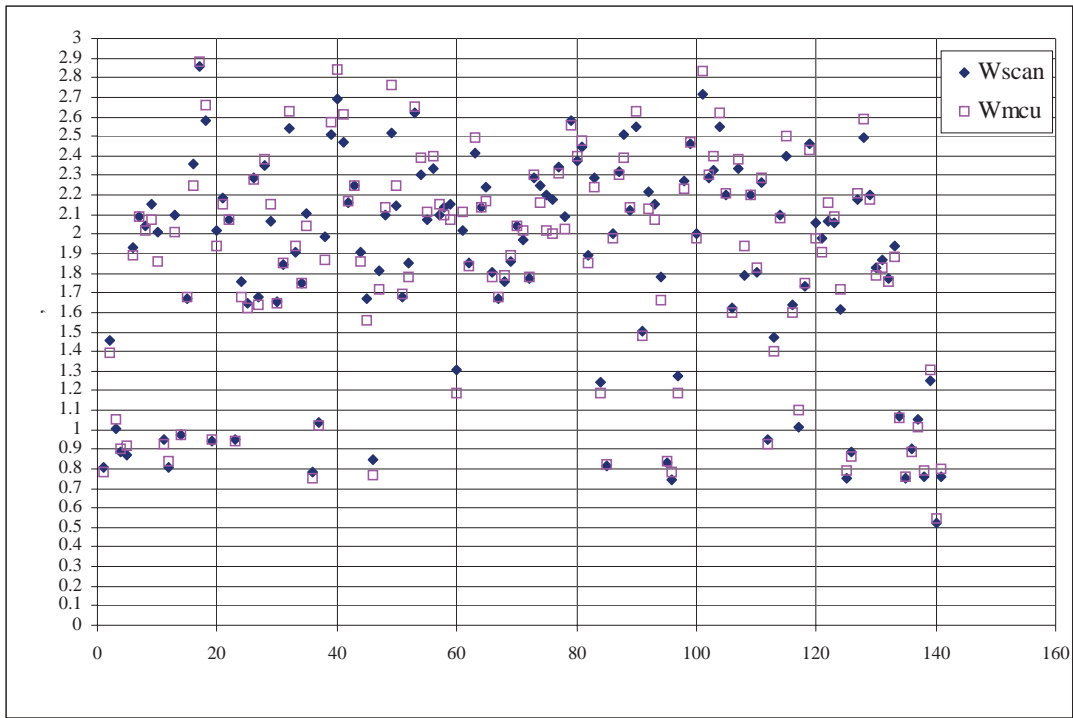


Рис. 1. Мощности ТК (КуАЭС-1, 2016 год)

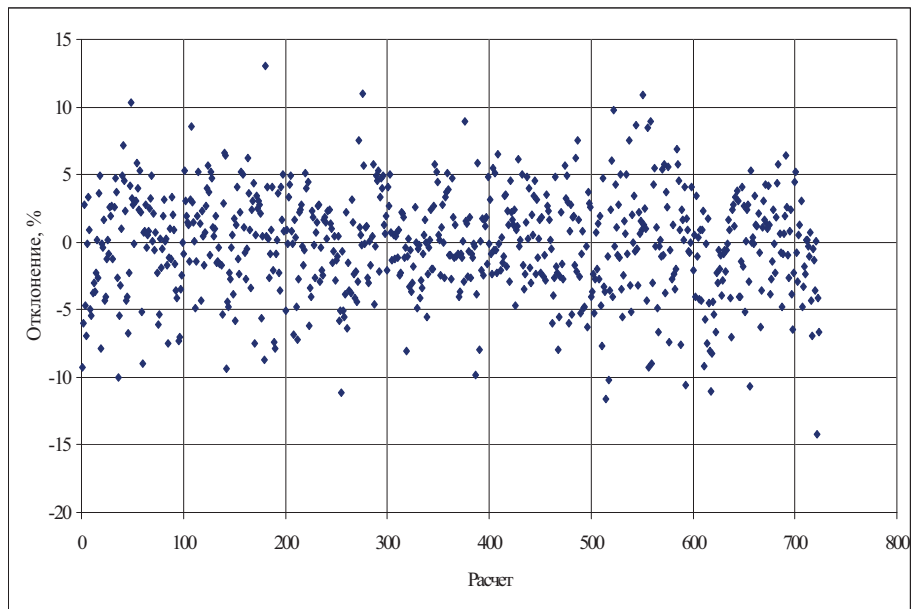


Рис. 2. Погрешности расчета мощности

Среднеквадратическое отклонение расчета от эксперимента ( $\sigma$ ) составляет 3,77%, доверительная вероятность попадания в интервал ( $\pm \sigma$ ) составляет 70%, вероятность попадания в интервал ( $\pm 2 \sigma$ ) составляет 95%. Вероятность отклонения более  $3 \sigma$  составляет 0,4%. Вероятность отклонений практически совпадает с нормальным законом

Верификация данной методики выполнена путем расчетного моделирования измерений СД в активной зоне реактора РБМК-1000 с использованием прецизионных расчетов ПК МСУ-РБМК. Среднеквадратическое отклонение мощностей 1620 ТК, определенных по расчетным токам «виртуального» сканирующего датчика, от мощностей, полученных по результатам прецизионного расчета, составляет 1%, максимальное отклонение составляет 2%.

Среднеквадратическое отклонение локальной мощности ТК в расчетных нодах (всего в расчете примерно 45000 нод) составляет 1,3%, максимальное отклонение составляет 2,5%.

Следует отметить, что высотные распределения энерговыделения в ТК реактора РБМК-1000 имеют разнообразную форму. При этом результаты расчета имеют хорошее качественное согласие с экспериментом для всех случаев.

Значительный вклад в величину погрешности вносят верхняя и нижняя ноды вблизи торцевых отражателей (погрешность составляет до 20%), что обусловлено как погрешностью измерений малой величины потока нейтронов, так и погрешностью расчетов в торцевых зонах, где существенное влияние вносят погрешности выгорания топлива.



В активных зонах со штатной и с отремонтированной графитовой кладкой по результатам 213 измерений определена погрешность расчета (СКО) относительного высотного распределения энерговыделения. Величина погрешности расчета (СКО) высотного относительного распределения энерговыделения (без учета погрешности в крайних нодах на каждом торце ТК) составляет 5%.

Доверительная вероятность попадания погрешности в интервал одного, двух и трех СКО составляет 65%, 97% и 100%, и совпадает с нормальным законом.

Величина погрешности расчета трехмерного распределения ППН, определенная по сумме дисперсий двумерного (СКО = 5%) и высотного (СКО = 5%) распределений, составляет с учетом округления 8% (точное значение 7,1%). Доверительная вероятность попадания погрешности в интервал одного, двух и трех СКО составляет 65%, 97% и 100%, и совпадает с нормальным законом.

#### Список литературы

Ростехнадзор. Аттестационный паспорт ПС МСУ-РВМК с банком данных MDB650 (с каналом подготовки исходных данных GENIFER). Регистрационный номер 431. М. 2018.

## ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗОГРЕВА БВ И ХОЯТ В АВАРИИ С ПОЛНЫМ ОБЕСТОЧИВАНИЕМ РБМК

*Осипов А.М.*

*НИЦ «Курчатowski институт»*

Эксплуатация ядерного энергоблока сопровождается накоплением отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) и наработкой жидких, твердых и газообразных радиоактивных отходов (РАО). При этом основополагающим условием проведения работ является последовательная реализация концепции гарантированной безопасности населения, персонала и окружающей среды. Гарантия безопасности может быть обеспечена надежной локализацией ОЯТ и РАО, а затем их хранением и окончательным захоронением.

Проведенные ранее исследования показали, что по ряду причин радиохимическая переработка ОЯТ РБМК-1000 с относительно низким содержанием урана-235 временно экономически нецелесообразна. Для данных типов реакторов характерен длительный процесс обращения с ОЯТ. После выгрузки из активной зоны тепловыделяющие сборки (ТВС) хранятся в приреакторном бассейне выдержки (БВ). Согласно технологическому регламенту должно пройти не менее 1,5 лет прежде чем производить перемещение ОТВС в хранилище отработавшего ядерного топлива (ХОЯТ), расположенного на территории атомной электростанции (АЭС).

Принципиальные моменты технологического цикла обращения с ОЯТ на трех электростанциях с реакторами РБМК-1000 (Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС) совпадают: отработавшее топливо извлекается из реактора с помощью разгрузочно-загрузочной машины (РЗМ) и помещается в приреакторный БВ; после снижения уровня остаточного энерговыделения ОТВС перемещается в ХОЯТ, где хранится в одноместных пеналах с определенным шагом размещения; последней стадией захоронения для топлива реакторов РБМК считается сухое контейнерное хранение. Однако, в зависимости от станции может существовать ряд

особенностей, которые приводят к необходимости рассмотрения каждого конкретного случая в отдельности при проведении оценки безопасности хранилища ОЯТ (шаг размещения пеналов, типы используемых подвесок и способ распределения весовой нагрузки от пенала с ОТВС, состав бассейнов хранилищ и т.д.).

Однако, независимо от особенностей технологического процесса обращения с ОЯТ на различных станциях существует еще и методическая неопределенность в проведении анализа безопасности бассейновых хранилищ ОЯТ с топливом реакторов РБМК-1000. Так в материалах работ «ВНИПИЭТ» показано, что температура оболочек ТВЭЛ в случае сухого разогрева массива ОТВС в ХОЯТ не превышает 221 °С (при максимальном энерговыделении с ОТВС 0,5 кВт). Результаты моделирования длительного разогрева бассейнов ХОЯТ, проведенного в «Курчатowski институте», предсказывают разогрев ОТВС до ~700 °С.

В материалах РУЗА при обращении с ОЯТ максимальная температура в обезвоженном приреакторном БВ составляет 1220 °С (при мощности ОТВС в БВ 750 кВт), при этом на момент закипания воды в БВ происходит выход растворенного радиолитического водорода и образование взрывоопасной концентрации газов в пространстве под шелевым перекрытием. В других работах и статье [1] приводятся результаты расчета температуры в обезвоженном БВ по разным моделям. Для бассейна мощностью 750 кВт в зависимости от используемой модели ее максимальная величина составляет 800 °С, 1154 °С и 775 °С.

Подобная методическая неопределенность объясняется малой экспериментальной базой исследований систем с низкими тепловыми потоками (средний тепловой поток для ОТВС в БВ ~70 Вт/м<sup>2</sup>, для ОТВС в ХОЯТ ~10 Вт/м<sup>2</sup>), что приводит к недостаточной верификации расчетных моделей и кодов. Для ее снижения в НИЦ «Курчатowski институт» была проведена серия экспериментов для уточнения методологии подхода к моделированию подобных систем.

Экспериментальная установка включала в себя два цилиндрических теплоизолированных сосуда диаметром 100 мм и длиной 350 мм (см. рис. 1). Оба сосуда оборудованы уровнемером и системой измерения температуры воды и нагревателя. Термопары для воды и нагревателя находились на одном уровне. Для определенности сосуд с нагревателем будем называть «экспериментальным», а сосуд без нагревателя, — «дополнительный».

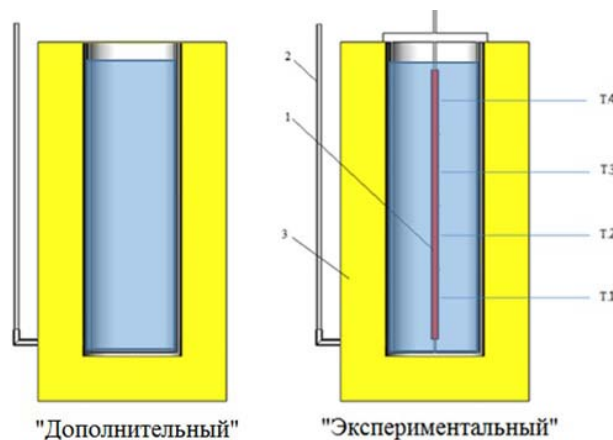


Рис. 1. Схема установки (Т.1-4 точки контроля температуры, 1 – нагреватель, 2 – уровнемер, 3 – тепловая изоляция)

тельным». В качестве нагревателя использовался ТЭН с диаметром 6 мм и длиной 300 мм.

В ходе эксперимента проводились измерения температуры воды и температуры нагревателя в точках размещения ТП, а так же проводилось наблюдение за изменением уровня воды в сосудах. Эксперименты велись при различной мощности нагревателя. Тепловой поток варьировался от 530 Вт/м<sup>2</sup> до 10 000 Вт/м<sup>2</sup> (проведение экспериментов с более низкими тепловыми потоками потребовало бы увеличения времени наблюдения до нескольких недель).

Все эксперименты на теплофизическом стенде можно разделить на три серии.

### 1-я Серия экспериментов

Серия включала в себя нагрев открытых сосудов с водой. Результаты исследования представлены на рисунках Рис. 2 и Рис. 3.

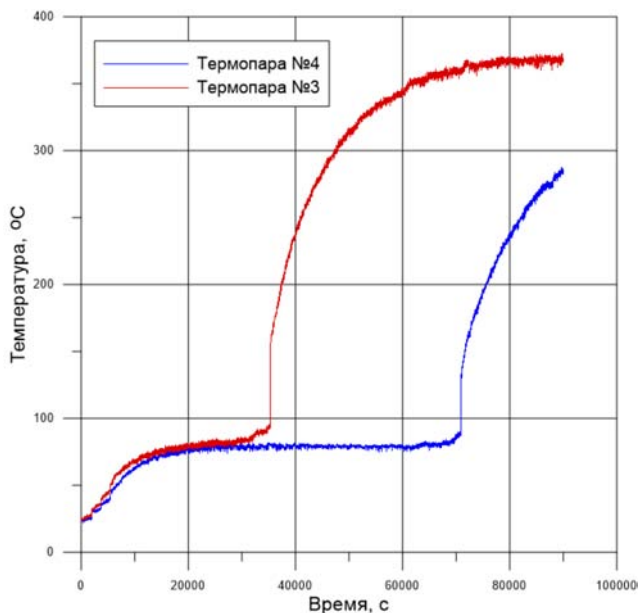


Рис. 2. Изменение температуры нагревателя в «экспериментальном» сосуде (сосуд открыт, мощность нагревателя 52.5 Вт)

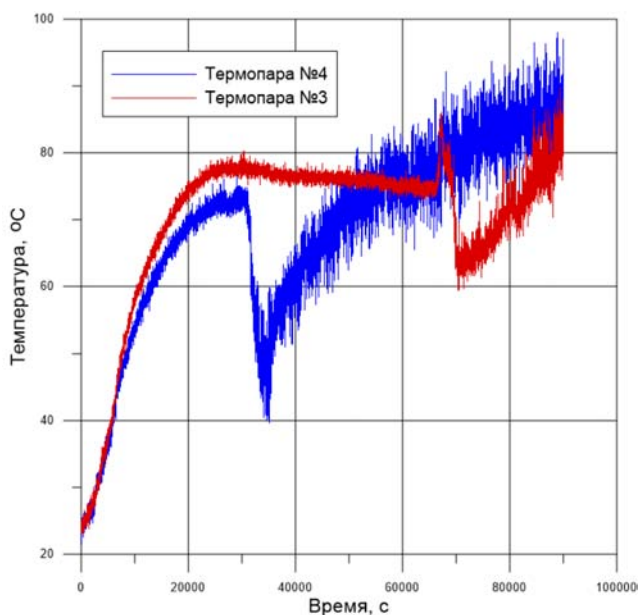


Рис. 3. Изменение температуры воды в «экспериментальном» сосуде (сосуд открыт, мощность нагревателя 52.5 Вт)

Основным выводом из данной серии экспериментов следовало, что процесс испарения жидкости с открытой поверхности водной глади имеет достаточную интенсивность, чтобы отвести от исследуемого объема необходимого количества тепла для ограничения роста температуры ниже температуры кипения (стоит отметить, что расчет данного режима по программе *Relap5* предсказывал достижение водой температуры кипения).

### 2-я Серия экспериментов

Данная серия отличалась от предыдущей наличием частично перекрытого выхода воздуха/пара из объема сосуда. Результаты представлены на рисунках Рис. 4 и Рис. 5.

Проведенное исследование продемонстрировало существенное влияние конденсации жидкости на элементах конструкции на скорость осушения и температурный режим «экспериментального» сосуда.

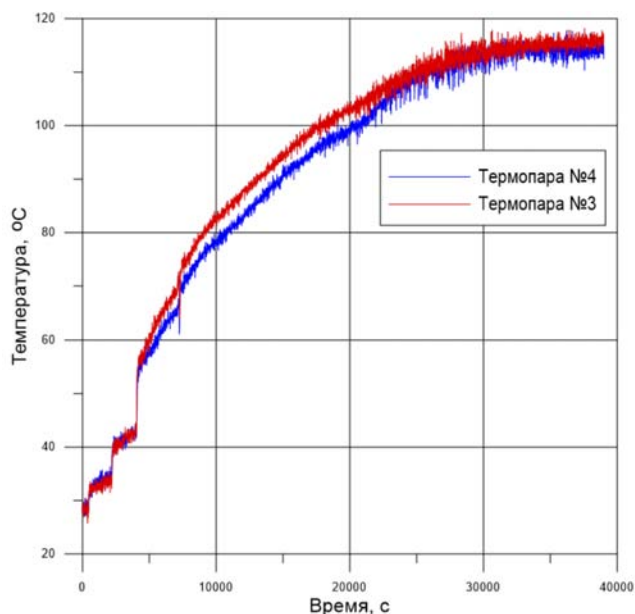


Рис. 4. Изменение температуры нагревателя в «экспериментальном» сосуде (крышки закрыты, мощность нагревателя 24.8 Вт)

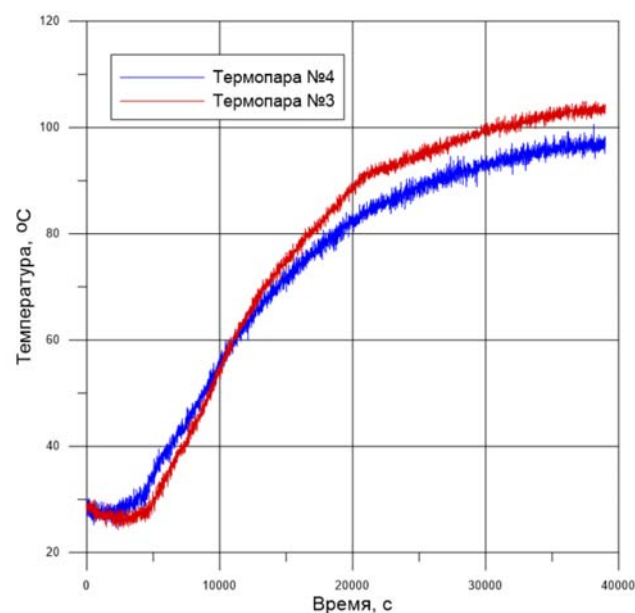


Рис. 5. Изменение температуры воды в «экспериментальном» сосуде (крышки закрыты, мощность нагревателя 24.8 Вт)

### 3-я Серия экспериментов

Третья серия экспериментов проводилась для исследования разогрева обезвоженной системы с низкими тепловыми потоками. Расчет данной серии экспериментов

проводился по программам Relap5 и ANSYS Fluent 14.0. Расчетные и экспериментальные данные для одного из режимов приведены в таблице. Результаты расчета по программе ANSYS приведены на рисунке Рис. 6.

	Эксперимент, °C		Relap5/mod3.3gl		ANSYS Fluent 14.0	
	Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
Температура воды/воздуха/пар т.4.	104±7	165±4	87±1	113/114/115*	123±15	342/210/184*
Температура нагревателя т.4	325±2,5	387±1,5	329±2,5	374/371/370*	306±7	364/327/307*
Температура воды/воздуха/пар т.3.	107±10	130±4	87±1	114/115/116*	115±12	320/234/175*
Температура нагревателя т.3	310±2,5	381±2,5	329±2,5	374/372/371*	292±6	378/344/31**

\* - значения приведены для разной площади сечения соединения смежных объемов (зазор 2мм/5мм/10мм). Определить точную величину площади соединения смежных объемов не представлялось возможным.

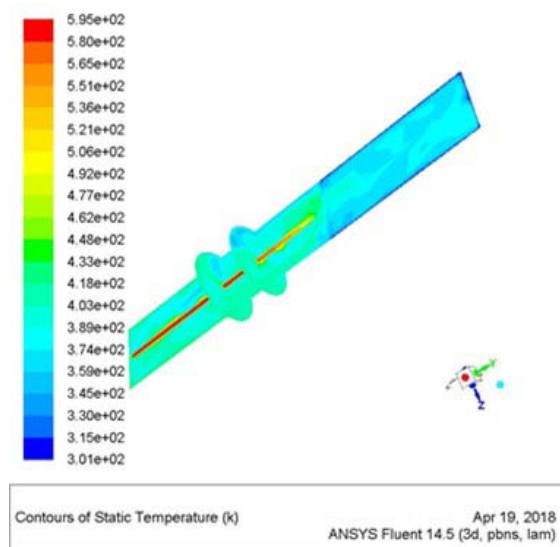


Рис. 6. Результат расчета нагрева «экспериментального» сосуда по программе ANSYS (крышки открыты)

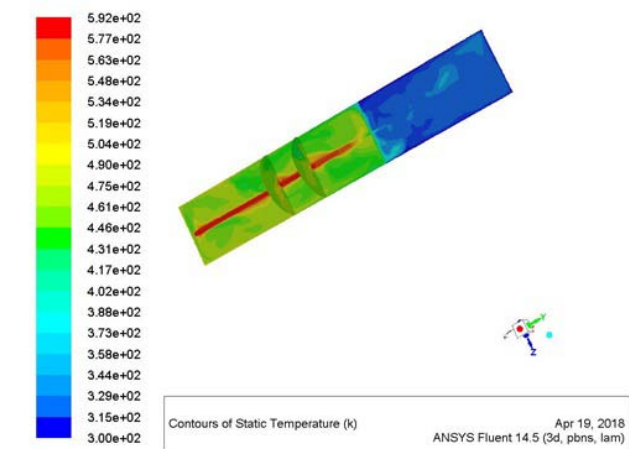


Рис. 7. Результат расчета нагрева «экспериментального» сосуда по программе ANSYS (крышки закрыты)

Из анализа трех серий экспериментов можно сделать следующие выводы:

- при анализе нагрева воды в системе с низкими тепловыми потоками необходимо учитывать процессы испарения и конденсации жидкости на свободных поверхностях;

- моделирование снижения уровня воды в сосуде по программе Relap5 при испарении жидкости с поверхности дает существенное расхождение с экспериментальными данными, в виду отсутствия в расчетном коде модели фазового перехода при параметрах теплоносителя далеких от состояния насыщения;
- принятые в работе расчетные средства (Relap5 и ANSYS Fluent 14.0) достаточно хорошо описывают разогрев обезвоженных систем с низкими тепловыми потоками;
- при разработке расчетных моделей требуется очень аккуратно подходить к описанию теплообмена излучением между телами системы, при моделировании по программе Relap5 задание угловых коэффициентов должно учитывать излучение в аксиальном направлении;
- при расчете системы с «крышками» необходимо аккуратно подходить к определению площади соединения между смежными объемами.

Используя подход, разработанный при экспериментальном исследовании особенностей нагрева систем с низкими тепловыми потоками, был проведен анализ безопасности бассейновых хранилищ отработавшего ядерного топлива реакторов РБМК-1000 (БВ и ХОЯТ).

Было выявлено, что из-за большой энергонапряженности приреакторных БВ процесс испарения воды с поверхности имеет не существенное значение при разогреве бассейновых вод (авария с полным обесточиванием энергоблока). При этом по достижению температуры кипения происходит выход растворенного радиолитического водорода и существует вероятность образования взрывоопасной концентрации газовой смеси в пространстве под щелевым перекрытием (данный вывод подтверждается взрывом водорода в хранилище ОЯТ во время аварии на АЭС Фукусима -1 в 2011 г.).

Анализ разогрева обезвоженного приреакторного БВ по программе Relap5, при отсутствии вмешательства персонала, показывает достижение 1220 °C на оболочке твэл (критерий безопасности  $T_{об.} = 600^{\circ}C$ ).

В случае аварии на ХОЯТ энерговыделения в бассейнах хранилища ниже, чем в приреакторных БВ и разогрев бассейновых вод возможен без достижения температуры кипения. Данное предположение еще требует подтверждения с помощью расчетных моделей, учитывающих процессы испарения и конденсации на поверхностях элементов конструкции.

В случае аварии с нарушением целостности стен бассейнов пеналы с ОТВС будут оставаться с водой и их разогрев будет определяться интенсивностью ухода воды

из пеналов. На настоящий момент по существующим оценкам время до начала разогрева ОТВС в случае сохранения целостности стен бассейна составляет ~40 суток, а для начального состояния с наличием воды только в пеналах ~8 суток (в сценарии аварии считается, что никакие меры персоналом по управлению аварией не предпринимаются). Максимальная температура оболочек твэл достигает 690 °С (при тепловой мощности одного бассейна 450 кВт).

Открытие крышек шелевого перекрытия и наличие трещины в стене бассейна приводит к существенному снижению максимально достигаемого уровня температур за счет интенсификации конвективного теплообмена.

## Заключение

В настоящей работе представлены основные результаты экспериментального исследования нагрева систем с низкими тепловыми потоками, проведенного для снижения методической неопределенности расчетных методик.

На основе разработанного подхода к моделированию систем с низкими тепловыми потоками проведен анализ безопасности хранилищ отработавшего ядерного топлива реакторов РБМК-1000 бассейнового типа при запроектных авариях.

При аварии с полным обесточиванием имеется достаточный запас времени для принятия мер по предотвращению критического роста температуры в аварийных бассейнах хранилищ ОЯТ.

## Список литературы

Анализ аварии с обезвоживанием бассейна выдержки ТВК энергоблока №3 Смоленской АЭС, №110.10.2-14/17-24, НИЦ «Курчатовский институт», 2017г.

# ПРОГНОЗНЫЕ РАСЧЕТЫ ФОРМОИЗМЕНЕНИЯ ГРАФИТОВОЙ КЛАДКИ РБМК ПО ПРОГРАММЕ GRAD

Федосов А.М.

НИЦ «Курчатовский институт», Москва

## Введение

На заключительном этапе продленного срока эксплуатации реакторов РБМК образуются продольные трещины в графитовых блоках, приводящие к искривлению графитовых колонн и топливных каналов [1]. Ограничивающим параметром для продолжения эксплуатации является максимально допустимое значение стрелы прогиба канала.

Для продления срока службы графитовой кладки в рамках восстановления ресурсных характеристик (ВРХ) проводится ремонт кладки путем разрезания графитовых блоков на 2 или 4 части в ограниченном числе колонн (ячеек). Разрезание блоков, препятствующее росту трещин, и уменьшение их габаритов в результате удаления части графита позволяет уменьшить искривление каналов. Важной задачей является прогнозирование времени работы реактора до момента, когда необходим ремонт, и после ремонта, до очередного ВРХ. Прогнозные оценки формоизменения делаются как на основе последовательности измерений прогибов (опре-

деляется скорость их развития), так и с использованием компьютерных моделей. Одной из них является стохастическая модель формоизменения кладки, реализованная в программе GRAD [2,3].

При прогнозировании формоизменения кладки возникает ряд проблем, обусловленных неточностью исходных данных (флюенс, температура облучения графита, разброс свойств графитовых блоков), определяющих момент возникновения продольной трещины в отдельном блоке и степень ее раскрытия. Кроме того, имеется ряд случайных факторов, влияющих на распределение прогибов («поле прогибов») в горизонтальном сечении кладки. К таким факторам относятся: ориентация трещин по граням блоков в разных ячейках, сдвиги блоков в перпендикулярных направлениях и их зацепление, степень смыкания разрезанных половинок блоков и др. Все это делает задачу прогнозирования формоизменения кладки некорректной и требует привлечения дополнительной информации для настройки модели.

В программе GRAD настройка исходного состояния для дальнейших прогнозных расчетов проводится по результатам измерений прогибов в отдельных ячейках. Применяется метод максимального правдоподобия. С помощью коррекции величин пороговых флюенсов, при которых возникают продольные трещины, в расчете можно получить «поле прогибов» близкое к измеренному. Мерой приближения является среднеквадратичное отклонение результатов расчетов в измеряемых ячейках.

В докладе приводится сравнение прогнозных расчетов с результатами последующих измерений прогибов.

## Особенности модели

Задачу расчета формоизменения графитовой кладки в процессе ее облучения можно разбить на две подзадачи. В первой определяется изменение формы отдельного графитового блока под воздействием нейтронного облучения и температуры. В течение длительного времени эксплуатации реактора (35–40 лет) изменения формы блока не велики и не сказываются на формоизменении кладки в целом. Однако после образования продольных трещин процесс формоизменения блоков и кладки идет достаточно быстро, что проявляется в искривлении топливных каналов и каналов СУЗ.

Вторая подзадача заключается в определении искривления графитовых колонн и каналов в предположении, что изменение формы отдельных графитовых блоков известно.

Продольная трещина в графитовом блоке образуется из-за неравномерности распределения флюенса быстрых нейтронов с энергией выше 0,18 МэВ и особенностей изменения плотности графита при наборе флюенса, которая вначале увеличивается, а затем уменьшается, вызывая растягивающие напряжения. Раскрытие трещины приводит к увеличению габаритов блока, особенно в направлении перпендикулярном трещине. Для описания изменения формы блока важны два параметра: пороговый флюенс на внутренней поверхности графитового блока и скорость раскрытия трещины. Как показывают материаловедческие исследования, изменение плотности графита, а, следовательно, и пороговый флюенс, зависит от температуры облучения. В то же время температура слабо влияет на скорость раскрытия трещины.

Исследования зависимости ширины трещины от энерговыработки ячейки показывают, что большую

роль играет случайный разброс свойств графитовых блоков [4]. При моделировании учесть индивидуальные особенности образования и развития трещин в блоках невозможно из-за отсутствия информации о различии их свойств в необлученном состоянии и детальной информации об изменении температуры и флюенса за всю историю эксплуатации. Поэтому в расчетах обычно принимается усредненная зависимость ширины трещины от флюенса, которая может быть получена как путем моделирования напряженно-деформированного состояния графитового блока при облучении методом конечных элементов, так и путем анализа результатов измерений ширины трещин и прогибов каналов. В программе GRAD используется экспоненциальная аппроксимация зависимости ширины трещины от флюенса, первоначально полученная из расчетов методом конечных элементов и затем откорректированная по результатам измерений.

Случайный разброс свойств графитовых блоков, приводящий к неоднозначной связи между величиной флюенса и моментом появления трещины, позволяет использовать пороговые флюенсы для настройки модели на реальное состояние кладки, принимая во внимание результаты измерений прогибов каналов. Для этого вводятся поправки к пороговым флюенсам, первоначально рассчитанным по известному распределению флюенсов и температур, полученным из энерговыработок ячеек. Метод корректировки флюенсов по результатам измерений прогибов каналов описан в [2].

Продольные трещины в блоках возникают в первую очередь в высотных слоях кладки с наибольшим флюенсом (8–10 ряды от низа). Именно там происходит наибольшее раскрытие трещин, соприкосновение блоков и их взаимное расталкивание. Кладка приобретает бочкообразную форму. Для учета высотной перевязки блоков в модели рассматриваются 3 слоя.

Сдвиги осей каналов, вызванные взаимодействием блоков, суммируются вдоль рядов до осей X и Y от центра к периферии. Результирующий прогиб является векторной суммой сдвигов по двум направлениям. Поскольку в ячейках с каналами СУЗ блоки не трескаются, в рядах с СУЗ сдвиги, как правило, меньше, чем в рядах, содержащих только топливные каналы. В модели учитывается взаимодействие рядов во взаимно перпендикулярных направлениях.

Изменение габаритов блока в направлениях X и Y зависит от ориентации трещины. Учитывая, что ориентация трещин носит случайный характер, для всех ячеек с трещинами их распределение по граням блоков выбирается с помощью генератора случайных чисел. В стохастической модели имеются две версии учета случайной ориентации трещин. В первой версии все варианты «полей прогибов», сгенерированные случайным образом, суммируются, и находится математическое ожидание величины прогиба в каждой ячейке. Во второй версии итерационно подбирается распределение трещин, минимизирующее среднеквадратичное отклонение результатов расчетов от измеренных прогибов [4]. Опыт расчетов показывает, что первый подход обладает большей устойчивостью результатов при прогнозах.

В [4] обсуждаются проблемы, возникающие при прогнозировании формоизменения графитовой кладки в процессе эксплуатации и при проведении ремонтов в рамках ВРХ. По мере увеличения числа трещин и их ширины поведение графитовой кладки усложняется. Все большую роль играет ориентация трещин, а также

зацепление блоков. Наблюдается тенденция смещения максимальных прогибов ближе к периферии.

При продолжении эксплуатации кладки с треснувшими блоками появляются вторые трещины (иногда и последующие). Появление вторых трещин ограничивает величину раскрытия первых трещин и должно снижать общую скорость роста прогибов каналов. Однако выше и ниже 8–10 рядов продолжают увеличиваться первые трещины, что уменьшает влияние на прогибы образования вторых трещин в наиболее напряженных слоях графитовой кладки. Пока влияние вторых трещин проявляется слабо, кроме последних измерений на 1-ом энергоблоке Ленинградской АЭС.

После разрезания графитовых блоков на части происходит их частичное смыкание, как естественным путем, так и под действием натяжителей или от вибрации при включении насосов. Наиболее полное смыкание характерно для слоев, определяющих величины прогибов (8–10 ряды), однако и оно зависит от окружающих условий. В 2016 г. на 1-ом энергоблоке Курской АЭС впервые была применена так называемая «рядная резка», когда подряд ремонтировались соседние ячейки одного ряда, что позволило несколько улучшить смыкание половинок блоков и уменьшить прогибы. Раньше применялась «шахматная» схема, при которой величина смыкания была менее определенной из-за возможного зацепления углов блоков. В программе GRAD степень смыкания (40–70% от ширины реза) зависит от схемы ремонта.

Разрезанный на 2 части графитовый блок продолжает деформироваться. Однако скорость его деформации значительно ниже, чем у блока с трещиной. Еще меньше скорость деформации блока, разрезанного на 4 части.

Перечисленные проблемы затрудняют прогнозирование формоизменения графитовой кладки и снижают надежность прогнозных расчетов. Тем не менее, статистический подход, при котором часть неизвестных параметров считается случайными, а их вариации используются для адаптации модели к исходному состоянию кладки, позволяет получить удовлетворительные результаты.

## 1-й энергоблок Ленинградской АЭС

Формоизменение графитовой кладки, требующее вмешательства, было впервые обнаружено на 1-ом энергоблоке ЛАЭС в 2011 году. Измерения показывали максимальный прогиб канала более 50 мм. Через год, в мае 2012 г., реактор был остановлен для ремонта кладки. Нарботка реактора, т.е. количество эффективных суток работы с начала эксплуатации в пересчете на номинальную мощность, была равна 9681 эфф.сут. Измеренный максимальный прогиб канала в расхоложенном состоянии был равен 87 мм, что не позволяло продолжить эксплуатацию реактора в течение года с учетом дальнейшего роста прогибов. Был проведен ремонт 298 графитовых колонн (ячеек) по «шахматной» схеме (ширина реза 12 мм), позволивший уменьшить максимальный прогиб до 49 мм.

Реактор был пущен в ноябре 2013 г. и проработал в течение 380 эфф.сут до июля 2015 г. В 2015 году при максимальном прогибе 87 мм был проведен ремонт 177 ячеек, в основном в диагональных направлениях картограммы, с разрезанием блоков на 4 части. Максимальный прогиб был уменьшен до 60 мм. После работы в течение 277 эфф.сут реактор был остановлен в июле 2016 г. Максимальный прогиб составил 89 мм. Был проведен

локальный ремонт («рядная» схема с двойным резом) в 35 ячейках, позволивший снизить максимальный прогиб до 70 мм.

Следующая остановка была в марте 2017 г. Реактор проработал 250 эфф.сут. Максимальный прогиб не превышал 98 мм, кроме ячейки 20-44, в которой был зафиксировано предельно допустимое значение прогиба 107 мм. Проведенный ремонт в 200 ячейках по «рядной» схеме позволил уменьшить максимальный прогиб до 65 мм. Кроме того, были отремонтированы дополнительно 10 ячеек на периферии активной зоны для увеличения зазоров между обечайкой кожуха реактора (схемы КЖ) и графитовой кладкой (так называемые зазоры КЖ-ГК).

Реактор был остановлен 23 марта 2018 года. Максимальный измеренный прогиб равен 84 мм. Предполагается проведение локального ремонта 80 ячеек, что должно обеспечить работу до окончательного останова реактора 22 декабря 2018 г. в связи с истечением продленного 45-летнего срока эксплуатации.

Картограмма со схемами всех пяти ремонтов на 1-ом энергоблоке ЛАЭС приведена на рис.1. Последние 80 ячеек, намеченные к ремонту в 2018 г., выделены. Всего отремонтировано ~700 ячеек, причем часть из них повторно.

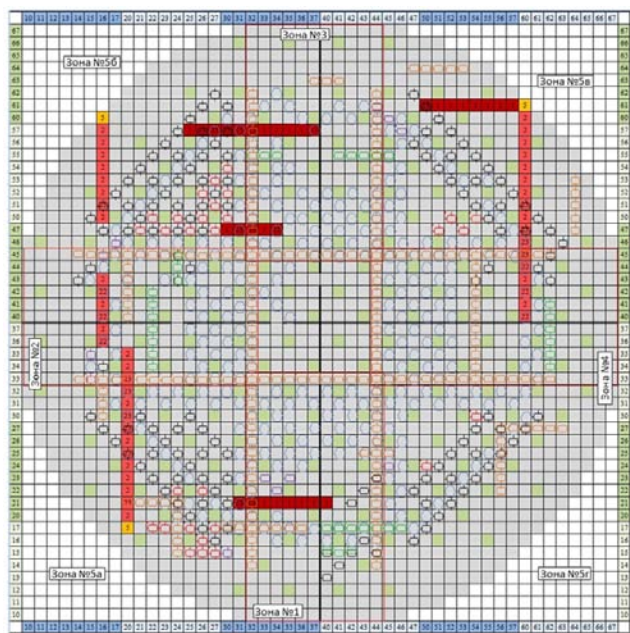


Рис. 1. Картограмма отремонтированных ячеек 1-го энергоблока ЛАЭС

Блок корректировки пороговых флюенсов по результатам измерений прогибов был разработан в 2014 году. Поэтому проверка настоящих прогнозных расчетов, которые проводились заранее, до проведения последующих измерений, и которые можно сравнить с этими измерениями, начинается только с 2015 г. Расчеты для более ранних состояний получены по той же методике, но их ценность ниже, поскольку результаты измерений были уже известны. Срок очередной остановки энергоблока на ремонт иногда был известен заранее. Когда точный срок был не известен, расчет проводился с определенным шагом по времени. При последующем сравнении с результатами измерений проводилась интерполяция.

На 1-ом энергоблоке ЛАЭС после 2012 г. обычно измерялись прогибы 200–400 каналов. По этим изме-

рениям проводилась настройка исходного состояния. Среднеквадратичное отклонение расчетов от измерений при настройке составляло 2–3 мм, т.е. находилось в пределах погрешности измерений (5% от величины прогиба). Чем больше число измерений, тем выше среднеквадратичное отклонение, но тем точнее восстановлено «поле прогибов» в ячейках, где измерения не проводились.

В 2014 г., через 182 эфф.сут после первого ремонта были проведены измерения прогибов 366 каналов. Максимальный прогиб составил 71 мм. В откорректированном расчете исходного состояния среднеквадратичное отклонение расчетов от измерений было равно 2,9 мм. В расчете максимальный прогиб был равен 70 мм. Через 200 эфф.сут по прогнозу максимальный прогиб должен был увеличиться до 92 мм. Реактор был остановлен в 2015 г. через 198 эфф.сут. Был измерен максимальный прогиб 87 мм. Сравнение прогнозных расчетов и измерений прогибов в 229 ячейках показало среднеквадратичное отклонение 5,4 мм.

При моделировании ремонта 177 ячеек максимальный прогиб уменьшился до 62 мм. Измерения в 335 ячейках показали, что после ремонта максимальный прогиб не превысил 60 мм. Планировалось, что реактор проработает до следующей остановки 275 эфф.сут. Прогнозные расчеты показали, что максимальный прогиб достигнет 88 мм, причем максимальные прогибы будут в направлениях по осям картограммы, поскольку основные работы в 2015 году были проведены в диагональных направлениях.

При остановке в 2016 г. были проведены измерения в 206 ячейках. Максимальный измеренный прогиб равен 89 мм. На рис.2. приведены картограммы прогибов в прогнозном расчете и после корректировки по результатам измерений 2016 г. Прогнозные прогибы в 206 ячейках имеют среднеквадратичное отклонение 6 мм. После корректировки оно снизилось до 2,7 мм. Прогнозный расчет правильно показал основные области максимальных прогибов.

Наличие явно выраженных зон максимальных прогибов позволило в 2016 году провести локальный ремонт всего в 35 ячейках. При этом максимальный прогиб по расчетам уменьшился до 73 мм, по измерениям – до 70 мм.

Через 250 эфф.сут после локального ремонта по прогнозным расчетам максимальный прогиб должен был увеличиться до 95 мм. Измерения 2017 г. в 111 ячейках показали, что прогиб не превышает 98 мм, кроме ячейки 20-44, в которой измерен прогиб 107 мм. Данное значение явно выбивается из общей тенденции роста прогибов в результате растрескивания и деформации графитовых блоков. Причины такого «выброса» не установлены.

После ремонта 210 ячеек, включая 10 ячеек для увеличения зазоров КЖ-ГК, как показали измерения прогибов 227 каналов, максимальный прогиб не превышал 65 мм (в расчетах 68 мм). Остановка энергоблока предполагалась через 212 эфф.сут. Прогнозные расчеты показали, что максимальный прогиб достигнет 90 мм. Измерения в 178 ячейках показали, что максимальный прогиб равен 84 мм. Среднеквадратичное отклонение расчетов от измерений составило 9,5 мм.

Такой прогноз нельзя признать удовлетворительным, поскольку не только был превышен максимальный прогиб, но и визуально заметны различия между про-

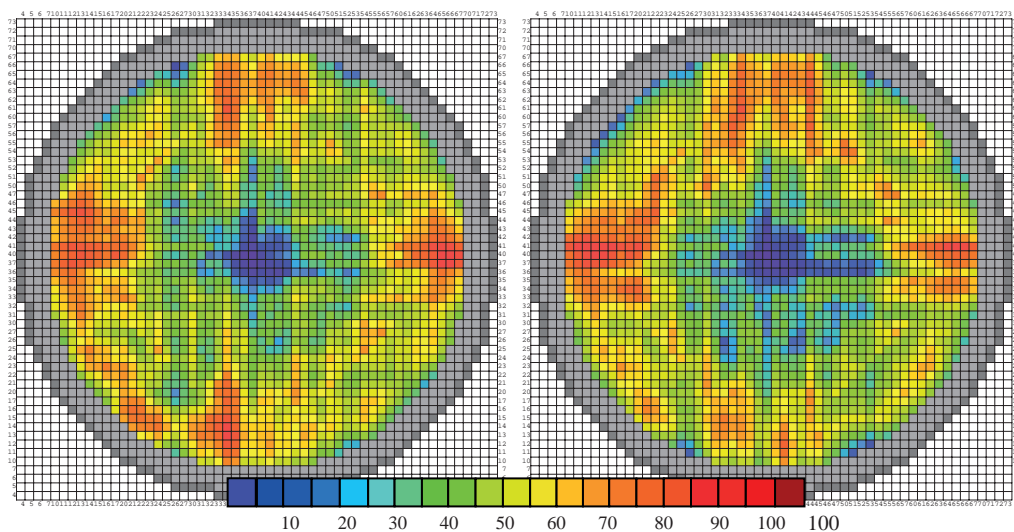


Рис.2 Картограммы прогибов в 2016 г. (прогнозная и откорректированная)

гнозной и откорректированной картограммой прогибов. Одной из возможных причин расхождений может быть образование вторых трещин в слоях выше и ниже 8–10 рядов.

## 2-й энергоблок Курской АЭС

Следующий по времени ремонт кладки был проведен в 2013–2014 годах на 2-ом энергоблоке Курской АЭС. В 2013 году был измерен максимальный прогиб 85 мм. Всего реактор проработал с начала эксплуатации 8046 эфф.сут, т.е. на 1635 эфф.сут меньше, чем 1-й энергоблок ЛАЭС, что эквивалентно примерно 5,5 календарным годам. Столь ранняя необходимость в ремонте возникла из-за особенностей графита 2-го энергоблока КАЭС, который, как показали исследования образцов (кернов), раньше перешел в стадию распухания. Кроме того, «поле прогибов» было неравномерным.

Было отремонтировано 304 ячейки по «шахматной» схеме, что позволило уменьшить максимальный прогиб до 46 мм. После пуска реактора в марте 2014 г. он проработал до очередного ремонта кладки в 2016 году 666 эфф.сут, т.е. на 286 эфф.сут больше, чем 1-й энергоблок ЛАЭС при примерно том же количестве отремонтированных ячеек. Отличием кладки 2-го энергоблока КАЭС от кладки 1-го энергоблока ЛАЭС было заметно меньшее количество и ширина трещин в исходном состоянии, а также особенности схемы ремонта. На 2-ом энергоблоке КАЭС ремонтировали ячейки, расположенные по диагонали от ячеек СУЗ, а на 1-ом энергоблоке – примыкающие гранями к ячейкам СУЗ.

В 2016 году был проведен второй ремонт кладки, уже по «рядной» схеме. Отремонтировано 150 ячеек. Максимальный прогиб уменьшен с 87 мм до 50 мм. После этого реактор проработал 276 эфф.сут до апреля 2017 г. Измерения показали максимальный прогиб 75 мм, что допускало работу реактора еще в течение примерно одного года. Но было обнаружено касание в двух ячейках графитовыми блоками обечайки кожуха. Для устранения касания был проведен локальный ремонт 29 ячеек вблизи отражателя. Данный ремонт не повлиял на максимальный прогиб.

В очередной раз ремонт кладки намечен на 2018 г. Реактор был остановлен в конце марта 2018 г. Измерена

максимальная величина прогиба 96 мм. Всего реактор проработал после второго ремонта 493 эфф.сут (без учета остановки на локальный ремонт в 2017 г.). На рис.3 представлена картограмма отремонтированных ячеек и намеченных к ремонту в 2018 году (выделено).

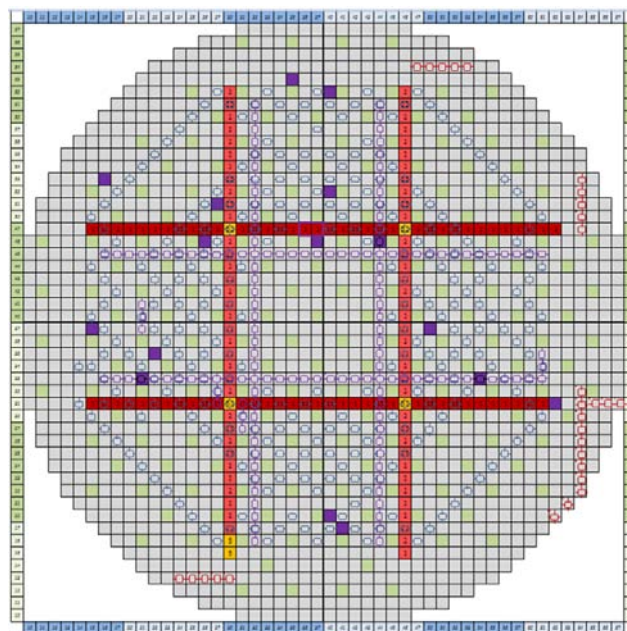


Рис. 3. Картограмма отремонтированных и планируемых к ремонту ячеек (2-й КАЭС)

В расчетах по программе GRAD в исходном состоянии (2013 г.) максимальный прогиб был равен 86 мм. Прогнозная величина максимального прогиба после ремонта 49 мм. При измерениях 2015 года прогнозный расчет давал 68 мм. Измеренный максимальный прогиб был равен 65 мм. В момент остановки на ремонт в 2016 году прогнозное значение максимального прогиба 87 мм совпало с измеренным, однако среднеквадратичное отклонение составило 6,5 мм. На рис.4 приводится прогнозная картограмма прогибов и откорректированная по результатам измерений 2016 г.

В целом прогнозные расчеты предсказывают верное «поле прогибов», хотя наблюдается различие прогнозных и измеренных прогибов в отдельных ячейках. Среднеквадратичное отклонение в результате коррек-

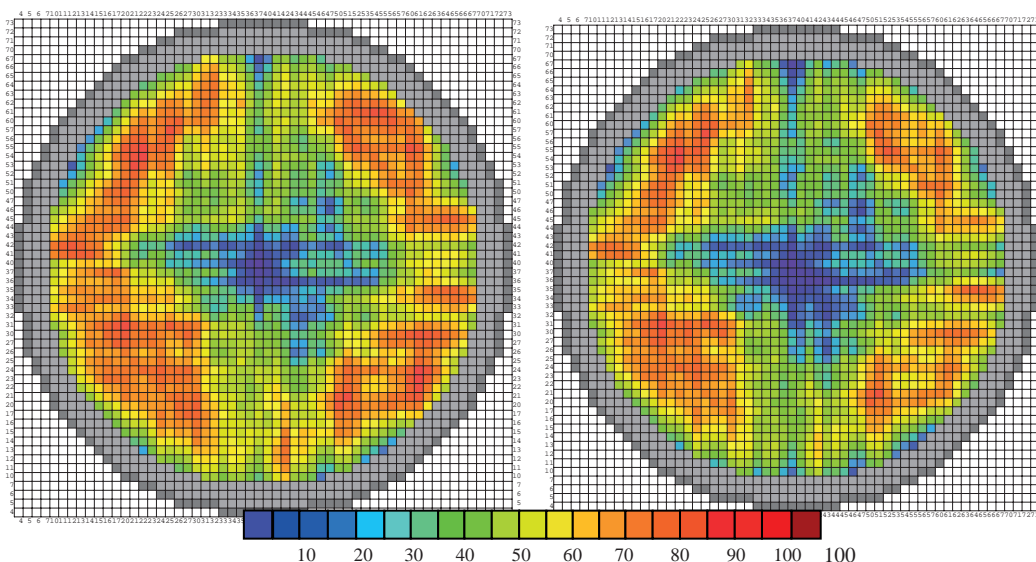


Рис. 4. Картограмма прогибов на 2-ом энергоблоке КАЭС в 2016 г. (прогноз и коррекция)

тировки по измерениям 2016 г. было снижено с 6,5 мм до 2,4 мм.

В результате ремонта кладки в 150 ячейках прогнозный расчет дал максимальный прогиб 52 мм (измерено 50 мм). В момент остановки в апреле 2017 г. ожидалось по прогнозу 76 мм (измерено 75 мм). Прогнозный максимальный прогиб в 2018 г. 97 мм близок к измеренному.

### 2-й энергоблок Ленинградской АЭС

В 2014 году при наработке 9890 эфф.сут на 2-ом энергоблоке ЛАЭС были измерены прогибы в 293 ячейках. Максимальный прогиб составил 82 мм. Были отремонтированы 266 ячеек. Максимальный прогиб был снижен до 40 мм. Через год (302 эфф.сут) максимальный прогиб возрос до 74 мм, а через 2 года достиг 93 мм. Всего энергоблок проработал до очередного ремонта кладки 502 эфф.сут.

В 2016 году по «рядной» схеме было отремонтировано 186 ячеек. Максимальный прогиб уменьшен до 55 мм. Через год (312 эфф.сут) максимальный прогиб возрос до 98 мм. В 2017 г. был проведен локальный ремонт 62 ячеек, в результате чего максимальный прогиб был снижен до 72 мм. Через 160 эфф.сут в конце марта 2018 г. измерения показали максимальный прогиб 91 мм.

На рис.5 приведена схема отремонтированных ячеек 2-го энергоблока ЛАЭС, включая локальный ремонт 2017 г. Окончательная схема ремонта в 2018 г. пока не выбрана.

Первые прогнозные расчеты для 2-го энергоблока ЛАЭС показывали возможность работы реактора после ремонта 2014 года более двух лет. Однако в измерениях в 2015 году отмечен значительный рост максимального прогиба (до 74 мм за 302 эфф.сут). Данные результаты потребовали увеличения скорости раскрытия трещин в модели, по крайней мере, для 2-го энергоблока ЛАЭС. После данной корректировки максимальный прогиб 72 мм приблизился к измеренному.

Через 200 эфф.сут по прогнозам ожидался максимальный прогиб 95 мм. Измерения показали 93 мм. На рис.6 приведена прогнозная картограмма прогибов и картограмма, откорректированная по результатам измерений в 252 ячейках в 2016 году. В результате коррекции среднеквадратичное отклонение расчетов от измерений уменьшилось с 4,7 мм до 2,6 мм.

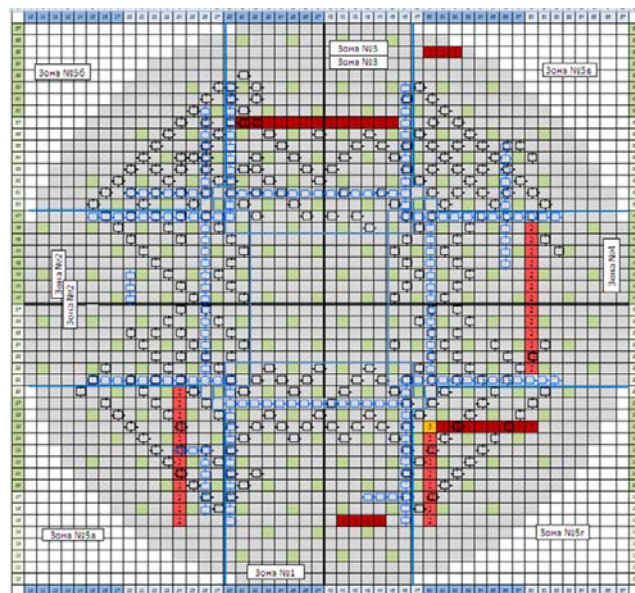


Рис. 5. Картограмма отремонтированных ячеек 2-го энергоблока ЛАЭС

Через 312 эфф.сут после ремонта 2016 г. по прогнозу ожидался максимальный прогиб 94 мм. Измерения показали 98 мм. В результате ремонта 62 ячеек ожидалось снижение максимального прогиба до 76 мм (измерено 72 мм). В 2018 г. через 160 эфф.сут прогнозировался максимальный прогиб 93 мм, в измерениях получен – 91 мм.

### 1-й энергоблок Курской АЭС

После остановки 1-го энергоблока КАЭС в декабре 2015 г. было проведено измерение прогибов в 142 ячейках. Максимальный прогиб равен 80 мм. Впервые был проведен ремонт по «рядной» схеме. Отремонтировано 160 ячеек. Измерения через год (332 эфф.сут) показали увеличение прогиба с 48 мм до 75 мм. Очередной ремонт был проведен уже в 2018 году. Всего реактор после первого ремонта проработал 551 эфф.сут. В 2018 году ремонт 161 ячейки позволил уменьшить максимальный прогиб с 96 мм до 61 мм. Схема ремонтов в 2016 и 2018 годах приведена на рис.7.



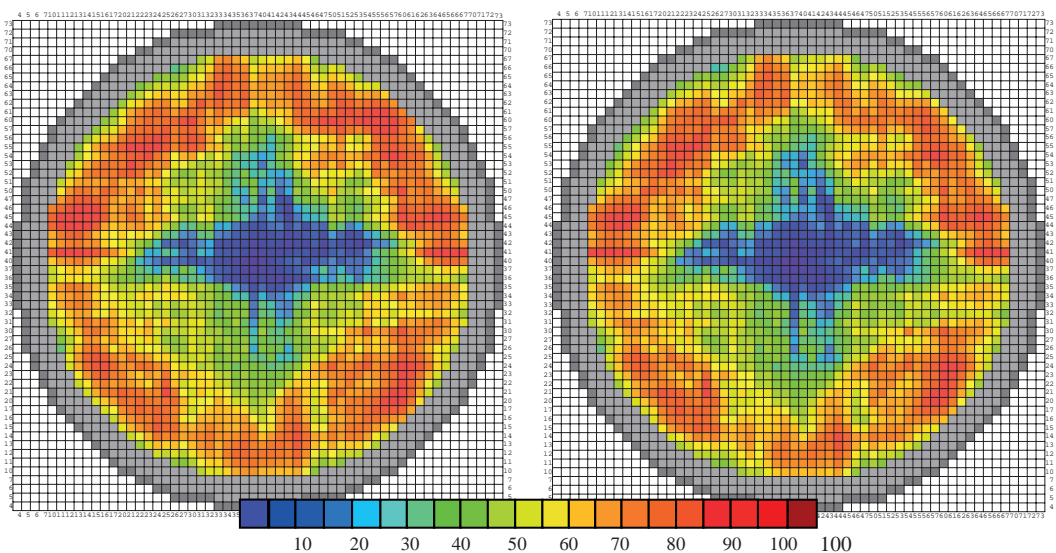


Рис.6 Картограмма прогибов на 2-ом э/блоке ЛАЭС в 2016 г. (прогноз и коррекция)

По прогнозным расчетам в 2015 г. на 1-м энергоблоке КАЭС ожидался максимальный прогиб 73 мм. Измерения в 260 ячейках показали максимальную величину 75 мм. Среднеквадратичное расхождение составило 5,3 мм. К началу ремонта 2016 г. прогнозировался максимальный прогиб 84 мм (измерено 80 мм). Через год после ремонта ожидался максимальный прогиб 77 мм (измерено 75 мм). На рис.8 приведены прогнозная и откорректированная картограммы прогибов. Среднеквадратичное отклонение расчетов от измерений в 172 ячейках составило 6,9 мм.

Прогнозный расчет максимального прогиба на 2018 г. 96 мм совпал с измерением. Среднеквадратичное отклонение расчетов от измерений по 204 ячейкам составило 5,8 мм. Моделирование ремонта 161 ячейки в 2018 г. показало снижение максимального прогиба до 65 мм (в измерениях 61 мм).

В таблице приведены обобщенные результаты прогнозных расчетов по всем энергоблокам.

Как правило, прогнозная величина максимального прогиба согласуется с результатами последующих измерений в пределах погрешности измерений (5% от измеренной величины).

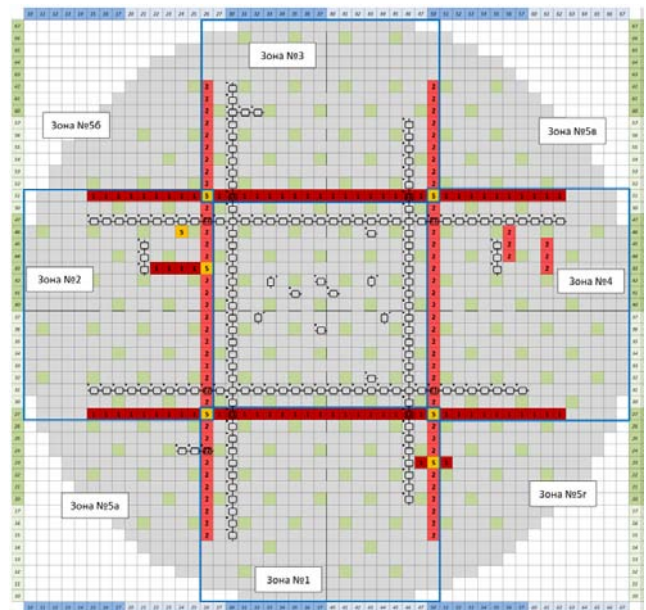


Рис. 7. Картограмма отремонтированных ячеек 1-го энергоблока КАЭС

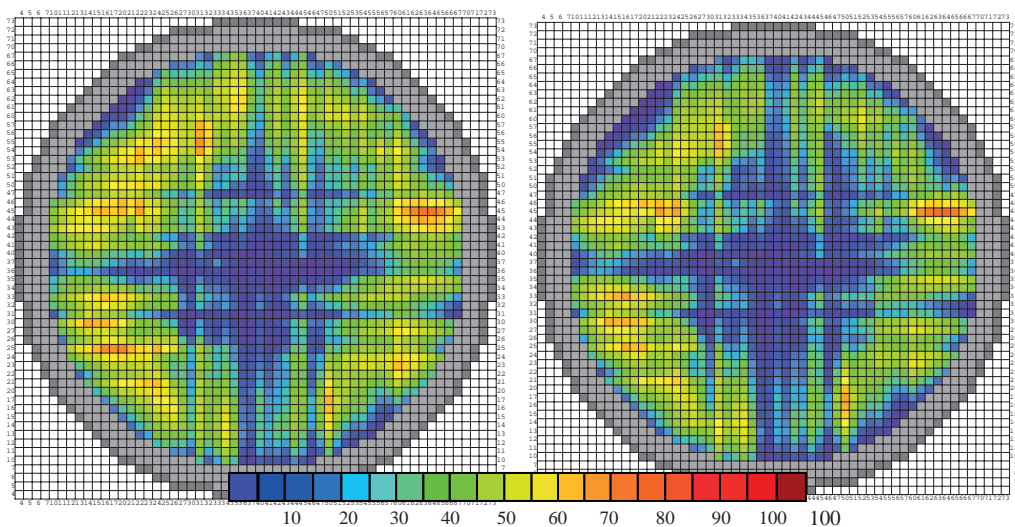


Рис. 8. Картограмма прогибов на 1-ом э/блоке КАЭС в 2017 г. (прогноз и коррекция)

**Таблица.** Сравнение результатов прогнозных расчетов и измерений максимальных прогибов

	Дата	Т, эфф.сут	$\Delta T$ , эфф.сут	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{изм}}$	Макс. прогиб, мм	
						Прогноз	Измерение
ЛАЭС №1	05.2012	9681	-	-	761	87	87
	11.2013	9681	-	298	401	51	49
	06.2014	9863	182	-	366	70	71
	04.2015	10061	198	-	229	92	87
	07.2015	10061	-	177	335	62	60
	05.2016	10338	277	-	206	88	89
	07.2016	10338	-	35	220	73	70
	03.2017	10588	250	-	111	95	98(107)
	07.2017	10588	-	210	227	68	65
03.2018	10798	210	-	178	90	84	
ЛАЭС №2	05.2014	9890	-	-	293	84	82
	11.2014	9890	-	266	274	44	40
	09.2015	10192	302	-	265	72	74
	06.2016	10392	200	-	252	95	93
	09.2016	10392	-	186	153	61	55
	08.2017	10704	312	-	242	94	98
	10.2017	10704	-	62	257	76	72
03.2018	10864	160	-	158	93	91	
КАЭС №1	04.2014	8625	-	-	283	51	52
	06.2015	8947	322	-	260	73	75
	12.2015	9118	163	-	142	84	80
	04.2016	9118	-	160	169	52	48
	04.2017	9450	332	-	172	77	75
	01.2018	9669	219	-	204	96	96
04.2018	9669	-	161	136	65	61	
КАЭС №2	03.2013	8046	-	-	416	86	85
	03.2014	8046	-	304	221	49	46
	03.2015	8404	358	-	267	68	65
	04.2016	8712	308	-	206	87	87
	06.2016	8712	-	150	184	52	50
	04.2017	8988	276	29	221	76	75
03.2018	9205	217	-	139	97	96	

Т – наработка с начала эксплуатации (время работы в эфф.сут),  $\Delta T$  – наработка за год,  $N_{\text{рем}}$  – число отремонтированных ячеек,  $N_{\text{изм}}$  – число каналов, у которых измерен прогиб.

## Выводы

По программе GRAD были проведены многочисленные прогнозныe расчеты формoизменения кладок различных энергоблоков РБМК, которые показывают, что предварительная настройка исходного состояния по результатам измерений прогибов с помощью корректировки пороговых флюенсов позволяет получить через год эксплуатации удовлетворительную величину не только прогнозируемого максимального прогиба, но и общее распределение прогибов близкое к реальному. Однако в отдельных случаях трудно учитываемые случайные факторы могут повлиять на результаты прогнозных расчетов.

## Список литературы

1. Я.И. Штромбах, О.К. Чугунов. Графит и ресурс РБМК-1000. – «Росэнергоатом (РЭА)» (ежемесячный журнал атомной энергетики России), №6, июнь 2012 г., с.28-35.
2. А.М. Федосов. Стохастическая модель формoизменения графитовой кладки РБМК. – Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика ядерных реакторов. 2015 г., вып.2., с.47-57.
3. А.М. Федосов. Программа расчета формoизменения графитовой кладки РБМК на основе стохастической модели «GRAD». – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015616457, 2015.
4. А.М. Федосов. Проблемы моделирования формoизменения графитовой кладки РБМК. – Труды 10 Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика ядерной энергетики», Москва, 25-27 мая 2016 г., М: Росэнергоатом, 2016, с.94-98.

# СОЗДАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ДИВИЗИОНЕ ПЕРВОЙ ФАБРИКИ ПРОЦЕССОВ ПСР

Любахин С.В.

«Нововоронежэтомэнергоремонт» - филиал АО  
«Атомэнергоремонт», Нововоронеж

## Введение

Одной из основных задач любого руководителя предприятия является повышение производительности, снижение издержек.

Часто в решение данной задачи вмешивается «Коробочное мышление», зашоренность, не желание что-либо менять. В таком случае, необходимо работать воздействовать на изменение мышления сотрудников и формирование у них культуры бережливого производства. Изменение мышления и формирование культуры бережливого производства напрямую связано с применением инструментов и методик ПСР, которые можно изучить и опробовать на практике в рамках тренинга Фабрика процессов ПСР.

## Что такое Фабрика процессов ПСР ?

Фабрика процессов ПСР - это активный практический тренинг по применению инструментов ПСР.

Цели Фабрики процессов - это обучение работников практическим навыкам применения инструментов ПСР, а также изменение представления о подходах к управлению производством т.е. формирование ПСР-мышления. Задачи тренинга - познакомить с историей бережливого производства, познакомиться с принципами ПСР, показать наглядно экономический результат от применения инструментов ПСР на примере достаточно простого процесса.

Прошедшие тренинг работники:

- знают как правильно применить инструменты ПСР;
- могут оценить результат применения инструментов ПСР и нацелены на него;
- уверены в том, что результат с применением инструментов ПСР обязательно будет достигнут;
- получают навык практического применения инструментов ПСР на рабочем месте;
- меняется мышление работника: от «зачем мне этот ПСР, все равно ничего не изменится» - к «ведь это реально работает, нужно последовательно искать возможность введения улучшений в мою ежедневную деятельность».

## Основная Идея тренинга

Идея тренинга должна быть простой, интересной и понятной большинству работников, начиная с самых простых исполнителей и заканчивая руководителями высшего уровня. Тогда все участники получат максимум пользы от тренинга, уйдут с хорошим настроением и мысли об оптимизации своего рабочего места уже не будут им такими чуждыми.

1. Простой ремонтный процесс: ремонт участка трубопровода с двумя фланцевыми соединениями.

Конструкция проста и понятна каждому работнику. Не требует особых технических знаний. Конструкция не громоздкая, легко изготавливаемая. Процесс ремон-

та предельно ясный. Не сложнее детского конструктора – это в идеале !!! Но из-за различного вида потерь провести ремонт безопасно, быстро и качественно не представляется возможным. И вот тут применяются инструменты и методы ПСР для выполнения работы в заданных граничных условиях.



## 2. Уникальные условия:

- воздействие поля ионизирующего излучения;
- проведение пневмоиспытаний.

Уже сам по себе процесс ремонта обеспечивает все условия для освоения инструментов и методов ПСР. Но для повышения интереса, реализма процесса были придуманы Уникальные условия.

Было решено реализовать имитацию воздействия поля ионизирующего излучения и имитаторы индивидуальных дозиметров. Для тренинга получился очень действенный фактор для мотивации снижения потерь.

Для наглядности финального результата ремонта в тренинг ввели пневмоиспытания. Есть инструментальные методы контроля сборки фланцевого соединения и они, кстати, тоже применяются в тренинге. Но выход воздуха из неправильно уплотненного фланца наглядно покажет всем – не зачет! Уже в ходе пилотных тренингов выяснился еще один интересный момент: если перед первым раундом накачать в полость трубопровода воздух, то потом, несмотря на все инструкции по охране труда, технологические инструкции и инструктажи мастера обучаемые забывают об обязательной проверке на отсутствие среды под давлением в трубопроводе. Начинают ослаблять крепеж и воздух с резким шипением выходит из фланца - сразу запоминают.

## От идеи к Реализации

Серьезную Фабрику процессов ПСР сделать достаточно сложно. Проблемой может стать как закупка материалов и оснащения, так и банальное нежелание исполнителей сделать свою часть работы не понимая конечной цели. Поэтому должен быть тот ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ИДЕОЛОГ, который сможет эту цель указать и разъяснить.

### Проблемы и решения

1. Фабрика процессов, как любой новый проект сначала вызвала непонимание со стороны рядовых руководителей и исполнителей:

«Фабрика процессов – что это??? Зачем оно нам? Еще бы завод сделать заставили...»

Но за счет грамотных действий руководства, проведения бесед, разъяснений, а иногда и директивных указаний удалось преодолеть начальный этап. И в дальнейшем команда заработала практически «как часы». Хочу отметить, что в общей сложности, непосредствен-

но в создании Фабрики процессов было задействовано около 40 человек. Это не считая приглашаемых на пилотные тренинги работников АО «Атомэнергоремонт» и других организаций дивизиона.

2. Как сделать имитацию ионизирующего излучения.

Было создано и протестировано несколько пробных макетов, иногда мы практически заходили в тупик и готовы были отказаться от этой идеи. Но в финале получился приемлемый результат на основе инфракрасного излучения.

3. Закупки. Я хотел описать процесс на 5 листов мелким шрифтом, но вы сами прекрасно знаете, что с ЕОСЗ закупки - это СЧАСТЬЕ!

Поэтому, просто хочу напомнить, что Фабрика процессов для всех нас была первой, с весьма амбициозными идеями. Концепция корректировалась после каждого пилотного тренинга - это неизбежно вело к новым закупкам инструмента, оснастки, материалов. Причем купить нужно было к следующему пилотному тренингу, а это не более 3-4 недель. Затем концепция вновь правилась — что-то из закупленного становилось уже не нужно и появлялись новые закупки.

4. Дополнения в концепцию.

Это противоположность первоначальному этапу, когда многие не хотели участвовать, не понимали. Но когда мы перевалили за «экватор» и появился свет в конце тоннеля, многие из скептиков пожелали активнее поучаствовать в процессе. Улучшения предлагало руководство, участники пилотных тренингов, опытные в ремонте специалисты, опытные в ПСР специалисты. Но невозможно внести в тренинг все.

Услышав ремонтников и попытавшись реализовать их, в принципе резонные замечания, на следующем пилотном тренинге со специалистами ПСР получили прямо противоположные замечания. «Ремонта много, ПСР нету вообще». Поиски золотой середины и правка первоначальной концепции стали очередной трудностью на пути реализации Фабрики процессов.

## Этапы реализации

Определение концепции.

После рабочего обсуждения идеи была детально проработана и создана концепция Фабрики процессов. Пока в утвержденном помещении шел ремонт, инициативная группа, состоящая из руководителей и специалистов АО «Атомэнергоремонт» и АО «Концерн Росэнергоатом» продумывала каждую роль в тренинге, каждый шаг обучаемого, использование инструмента, обеспечение безопасности на протяжении всего тренинга, точки применения инструментов ПСР.

2. Что получится сделать в поставленные сроки, а что нет.

От некоторых идей пришлось отказаться сразу - труднореализуемо и/или не дает нужного и интересного результата. Другие идеи были определены на будущее развитие Фабрики процессов, добавление адресных усложненных тренингов для персонала непосредственно занимающегося ремонтом систем и оборудования АЭС.

3. Распределение задач, определение ответственных

После определения концепции, пришлось разбить ее на отдельные блоки, которые возможно быстро реализовать, назначить ответственных.

4. Четкий и постоянный контроль по всем направлениям.

Даже имея четко поставленную задачу иногда можно получить совсем не то, что задумывалось. А уж в задаче

которую никто до этого не решал, да и вообще не видел как это делается и что будет в итоге, такие ошибки постоянны. Практически на всех участках создания Фабрики процессов приходилось контролировать процесс лично. Некоторые быстро привыкли и уже сами приглашали при появлении вопросов.

5. Проведение пилотного тренинга со своим персоналом.

ОЧЕНЬ важный этап. Долгое время пилотных тренингов мы не проводили — оптимизировали концепцию путем обсуждений в режиме «мозгового штурма». Как потом оказалось — ЗРЯ !!! На первом пилотном тренинге очень многое пошло не так — сценарий скомкался, ПСР тренеры не смогли выправить ситуацию на ходу, совсем не уложились во время и, в итоге, тренинг провалился. Далее пилоты проводили постоянно, при внедрении любых весомых изменений в концепцию. Тренеры отработывали свое поведение, управление группой. При проведении таких тренингов и пришло одно из базовых изменений: отказались от одновременного тренинга двух команд. А высвободившийся тренажер-трубопровод решили задействовать в третьем раунде как дополнительный объем работ.

6. Приглашение сторонних специалистов в ПСР для получения замечаний и предложений по улучшению.

«Замыленный глаз» инициативной группы уже не видел неточностей и ошибок. Несколько раз даже были замечания (правда незначительные) касательно обеспечения безопасности обучаемых. Сторонние специалисты озвучивали идеи из своей деятельности, которые мы просто не знали.

7. Анализ предложений и корректировка концепции.

Все предложения тщательно анализировались и при необходимости, с большой аккуратностью, вносились в концепцию, и сразу же планировался новый пилотный тренинг.

Всего этот цикл мы повторили 4 или 5 раз.

## Помощь и поддержка на уровне высшего руководства

Постоянная поддержка со стороны высшего руководства, контроль, желание привлечь дополнительные ресурсы для достижения наилучшего результата, реакция по первому обращению, обсуждение привели к успешной реализации проекта.

АО «Концерн Росэнергоатом»

АО «Атомэнергоремонт»

Антипов С.И. – заместитель генерального директора – директор по проектам ПСР и эффективности

Петров С.В. – генеральный директор

Максимов С.В. – директор департамента развития ПСР и операционной эффективности

Полуденцев Е.И. – директор НВАЭР – филиала АО «Атомэнергоремонт»

Соловьев Д.А. – заместитель генерального директора по управлению персоналом

## Фабрика процессов ПСР «Техническое обслуживание и ремонт оборудования АЭС»

Отработку требований по безопасности мы проводим с помощью приближения к условиям работы в ЗКД, для этого применяем имитаторы индивидуальных дозиметров, используем средства дозиметрического контроля и проводим реальные испытания для подтверждения выполненной работы.

Общая продолжительность тренинга - 8 часов. Процесс обучения состоит из теоретического блока и обсуждений в брифинг-зоне ~ 30 % времени и выполнения работы в зоне имитирующей ЗКД АЭС ~ 70 % времени.

В тренинге участвуют 8 человек в следующих ролях:

Главный человек - Заказчик, он определяет объемы работ, от него мы получаем задание и ему же сдаем работу.

Инспектор — представитель заказчика, следит за выполнением всех правил и норм по промышленной и радиационной безопасности, следит за выполнением правил охраны труда, контролирует качество производства работ.

Дозиметрист - контролирует соблюдение дозового бюджета каждого члена команды.

Мастер - руководитель работ, контролирует работу бригады.

Бригадир — производитель работ, член бригады, руководит слесарями и помогает им в работе.

Слесари — члены бригады.

Практическую часть обучения условно можно разделить на 3 этапа — выполнение организационно-технических мероприятий, непосредственно выполнение работ и выполнение завершающих мероприятий.

В рамках практического обучения на Фабрике процессов участники осваивают практическое применение следующих инструментов:

- Картирование,
- Балансировка,
- Диаграмма «Спагетти»,
- Система 5С,
- Методика решения проблем,
- Правило «5 Почему?»,
- Визуальное управление (работа в Инфоцентре),
- Стандартизированная работа,
- Принцип постоянных улучшений (ППУ, Кайдзен),

На нашей Фабрике процессов могут обучаться работники различных сфер деятельности, в которых имеются сходные процессы и условия работы. Это, например, работники традиционной энергетики, топливной промышленности, химической и нефтехимической промышленности, а также работники жилищно-коммунального хозяйства.

Первая Фабрика процессов ПСР в электроэнергетическом дивизионе сертифицирована 12.12.2017 г., а 28.12.2017 г. была посещена директором по развитию ПСР ГК «Росатом» С.А. Обозовым.

---

## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МЕХАНИЧЕСКОГО ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ СВАРОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В АУСТЕНИТНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ДУ300 В ПОМЕЩЕНИЯХ АЭС С РУ РБМК-1000

---

*Бабкин Л.Б., Осипова Т.А., Тарасов А.В.  
АО «ВНИИАЭС», Москва*

Как известно, проблема растрескивания сварных соединений аустенитных трубопроводов, изготовленных из сталей аустенитного класса типа 08Х18Н10Т, приобрела актуальность в 1997 - 1998 годах. В этот период во время плановых ремонтов при проведении эксплуатационного дефектоскопического контроля в помещениях энергоблоков АЭС с РУ РБМК-1000 были зафиксированы многочисленные показатели несплошностей в зонах термического влияния сварных соединений аустенитных трубопроводов с условным диаметром 300 мм (СС Ду300).

Так, например, в помещениях энергоблока № 1 Смоленской АЭС, эксплуатация которого началась в декабре 1982 года, во время планового ремонта 1998 года в 69 единицах СС Ду300 были выявлены недопустимые показатели несплошностей с протяженностью от 20 мм до 350 мм и глубиной от 2 мм до 10 мм.

Результаты исследований причин образования трещин в СС Ду300 во время эксплуатации [1], [2], показали, что в зоне термического влияния, расположенной между металлом сварного соединения и металлом трубопровода, после сварки создаются условия для реализации межкристаллитного растрескивания под напряжением (МКРПН), а именно:

- возникают значительные, сопоставимые с пределом текучести, растягивающие остаточные сварочные напряжения, локально сосредоточенные на внутренней поверхности трубопроводов;
- присутствует усиленное влияние контакта с теплоносителем контура многократной принудительной циркуляции, содержащим различные активаторы коррозии, включая те, которые имеют возможность концентрироваться в корневой части сварных соединений в местах вогнутостей или выпуклостей на внутренней поверхности СС Ду300;
- формируется зона в области трубной части СС Ду300 с увеличенными размерами зерен относительно основного металла с измененными параметрами структурной стабильности (зона с повышенной степенью сенсibilизации).

Необходимо отметить, что процесс МКРПН возникает в СС Ду300, как правило, при совместном сочетании этих факторов, при этом уменьшение или исключение действия хотя бы одного из первых двух резко снижает скорость протекания или вообще прекращает процесс МКРПН [3], [4].

С целью снижения дефектности и уменьшения трещинообразования в СС Ду300 в течение последних 20

лет в отрасли выполнялся комплекс технических мероприятий по следующим направлениям:

- разработка и внедрение систем регистрации и определения местоположения и параметров течей теплоносителя в помещениях энергоблоков, в которых размещены трубопроводные системы с СС Ду300;
- совершенствование методов и средств фиксации и оценки параметров несплошностей в СС Ду300 при применении ультразвукового дефектоскопического контроля (УЗК);
- разработка и внедрение усовершенствованных технологий ручной и автоматической аргодуговой сварки для уменьшения тепловложений при создании новых сварных соединений взамен вырезанных в процессе эксплуатации или модернизации СС Ду300;
- разработка и внедрение технологий, направленных на исключение причин образования и развития растрескивания СС Ду300 по механизму МКРПН.

По мнению авторов, значительная роль в предотвращении растрескивания СС Ду300 принадлежит технологиям по устранению причин образования и развития трещин МКРПН в зонах термического влияния.

Для достижения этой цели, в эксплуатирующей организации (АО «Концерн Росэнергоатом») были выделены два направления.

К первому направлению относятся разработка и внедрение технологий, направленных на восстановление свойств материала в зоне термического влияния СС Ду300, в которой происходит зарождение и развитие трещин МКРПН, а именно:

- высокотемпературная термическая обработка (ВТТО) трубопровода с использованием индукционного [5], и радиационного [6] нагрева участка трубопровода с СС Ду300 до температуры 1050 °С, выдержкой в течение одного часа и последующим охлаждением совместно с нагревательным элементом;
- технологии усовершенствованных методов ручной [7] и автоматической [8], [9] сварки при ремонте дефектных СС Ду300 или при модернизации трубопроводных систем;
- технология ремонта дефектного СС Ду300 методом нанесения силовой наплавки на наружной поверхности трубопровода (РН) в области СС Ду300 [10].

Ко второму направлению относится технология перераспределения на внутренней поверхности трубопровода, в зоне термического влияния, растягивающих остаточных сварочных напряжений в сжимающие путем сжатия в радиальном направлении наружной поверхности трубопровода специальным приспособлением с пневмогидравлическим приводом (технология MSIP) [11], [12].

В таблице 1 представлены результаты применения перечисленных технологий предотвращения растрескивания по механизму МКРПН для СС Ду300 на АЭС с РУ РБМК-1000.

В подавляющем большинстве случаев ремонт дефектных СС Ду300 производится удалением сварного соединения с последующей врезкой катушки с использованием усовершенствованных методов ручной или автоматической сварки для заварки двух новых сварных соединений. Кроме того, усовершенствованные методы ручной или автоматической сварки применяются при модернизации трубопроводных систем аварийного охлаждения реактора на отдельных энергоблоках АЭС с РУ РБМК-1000.

**Таблица 1.** Обобщенные сведения о результатах внедрения мероприятий, направленных на предотвращение образования и развития процесса МКРПН в СС Ду300 на АЭС с РУ РБМК-1000

Наименование мероприятия по снижению МКРПН	Количество СС, после применения мероприятия, ед.
Перераспределение растягивающих сварочных напряжений на внутренней поверхности трубопровода (технология MSIP)	9960
Применение высокотемпературной обработки СС приварки днища РГК (ВТТО 1050°С)	482 (из 484) СС приварки днищ РГК
Применение усовершенствованных технологий автоматизированной и ручной аргодуговой сварки с использованием узких разделок и уменьшенным тепловложением	Около 3700 (в том числе около 50% СС, для которых была применена технология MSIP)
Выполнение ремонтной многослойной наплавки на наружную поверхность трубопровода (РН)	55

К настоящему времени количество таких новых СС Ду300 приближается к 3700 единицам, включая сварные соединения с односторонним доступом по УЗК. Необходимо отметить, что для почти половины из всего количества вновь образованных СС Ду300 была применена технология обжатия.

По мнению авторов, применение только усовершенствованных методов сварки не позволяет изменить условия эксплуатации СС Ду300 в помещениях АЭС с РУ РБМК-1000 по следующим причинам:

- распределение остаточных сварочных напряжений на внутренней поверхности трубопровода в зоне термического влияния принципиально не отличается от аналогичного распределения остаточных напряжений при ручной сварке [13];
- формирование благоприятной структуры и свойств зоны термического влияния СС Ду300 тесно связано с реальными параметрами сварочного процесса в помещениях АЭС и не всегда является фактором, определяющим предотвращение растрескивания сварного соединения по механизму МКРПН.

Реализация механизма МКРПН в будущем для таких СС Ду300 не исключена. В то же время следует отметить, что вновь образованные СС Ду300 обладают преимуществом по сравнению с СС Ду300, которые были изготовлены на стадии монтажа трубопроводов или в заводских условиях, так как срок их эксплуатации значительно меньше.

К настоящему времени среди СС Ду300, изготовленных с применением усовершенствованных технологий сварки, выявлены показатели несплошностей приблизительно в 2 % от всего количества вновь образованных необжатых СС Ду300.

Технология ВТТО применяется только для СС Ду300 приварки днищ к раздаточным групповым коллекторам (РГК). В настоящее время в эксплуатации находятся 482 единицы СС Ду300 после применения к ним ВТТО.

На Ленинградской АЭС при применении ВТТО использовался индукционный тип нагревателя, на Курской и Смоленской АЭС применялся радиационный нагреватель.

Повторная дефектность в термообработанных СС Ду300 находится на уровне 5%.

После ремонта дефектных термообработанных СС Ду300 выполнялось повторное ВТТО.

Наиболее вероятной причиной фиксации повторных показателей несплошностей является вероятность пропуска несплошностей при применении аппаратуры и методик УЗК для СС Ду300 до и после ВТТО. В то же время следует отметить, что при обосновании применения ВТТО разработчиками технологии были выполнены исследования, подтверждающие повышение фиксации несплошностей в СС Ду300 после ВТТО при применении УЗК [14].

Как было показано в [3], усовершенствованные технологии сварки наряду с технологией ВТТО имеют ограниченную эффективность, так как интенсивность процесса МКРПН слабо зависит от степени сенсibilизации в зоне термического влияния.

К настоящему времени технология РМН была применена для 55 единиц СС Ду300 типа «труба – труба» с зафиксированными по результатам УЗК показателями несплошностей (47 единиц СС Ду300 на Курской АЭС, 7 единиц – на Ленинградской АЭС и одно сварное соединение на Смоленской АЭС). Увеличения размеров несплошностей, зафиксированных до РМН, после эксплуатации указанных СС по результатам применения той же методики и аппаратуры УЗК, которая использовалась при нанесении ремонтной наплавки, не выявлено. Следует отметить, что применение технологии РМН также обеспечивает благоприятное перераспределение остаточных сварочных напряжений в зоне термического влияния СС Ду300 на внутренней поверхности трубопровода.

К настоящему времени периодичность эксплуатационного УЗК для СС Ду300, к которым была применена технология РМН, увеличена в 6 раз по сравнению с начальной периодичностью. Однако, в связи с незначительным количеством таких сварных соединений относительный объем эксплуатационного контроля СС Ду300 в помещениях АЭС с РУ РБМК-1000 практически остается неизменным.

В результате применения технологии MSIP происходит перераспределение растягивающих остаточных сварочных напряжений в сжимающие на внутренней поверхности трубопровода в зоне термического влияния СС Ду300.

Принцип технологии MSIP заключается в сжатии в радиальном направлении участка трубопровода, распо-

ложенного на одной из сторон от оси сварного соединения, специальным оборудованием с пневмогидравлическим приводом. Для обеспечения равномерности распределения сжимающих усилий по внешней поверхности трубопровода изготавливаются специальные полукольца вставки и полукольца вкладыши с учетом фактической овальности и конструктивных особенностей обрабатываемой поверхности. Усилие сжатия рассчитано таким образом, что растягивающие остаточные напряжения, как в осевом, так и в окружном направлении в области сварного шва на внутренней поверхности становятся сжимающими. Контроль окончания процесса MSIP, а также уровень пластической деформации для СС Ду300, производится по оценке изменения длины окружности трубопровода до и после применения технологии MSIP. Следует отметить, что на АЭС с РУ РБМК-1000 технология MSIP применяется только для СС Ду300, доступных для выполнения двустороннего УЗК, по результатам которого в сварном соединении показателей несплошностей типа трещин не зафиксировано. В то же время, подобные ограничения в мировой практике отсутствуют.

На рисунке 1 представлено изображение установки обжатия, расположенной на трубопроводе в помещении энергоблока АЭС.

При достижении нормативных параметров технологии MSIP, образование и развитие трещин по механизму МКРПН практически блокируется при условии, что размеры таких трещин по высоте не превышают 30 % толщины стенки, что для СС Ду300 составляет от 4 мм до 6 мм. Это обстоятельство учитывается при применении технологии MSIP для сварных соединений с показателями несплошностей по результатам УЗК на зарубежных АЭС [4].

К настоящему времени на всех одиннадцати энергоблоках АЭС с РУ РБМК-1000 технология MSIP была применена к 9 960 единицам СС Ду300, в которых по результатам УЗК до применения технологии MSIP показатели несплошности отсутствовали.

Сведения о количестве обжатых СС Ду300 в помещениях энергоблоков АЭС с РУ РБМК-1000 приведены в таблице 2.

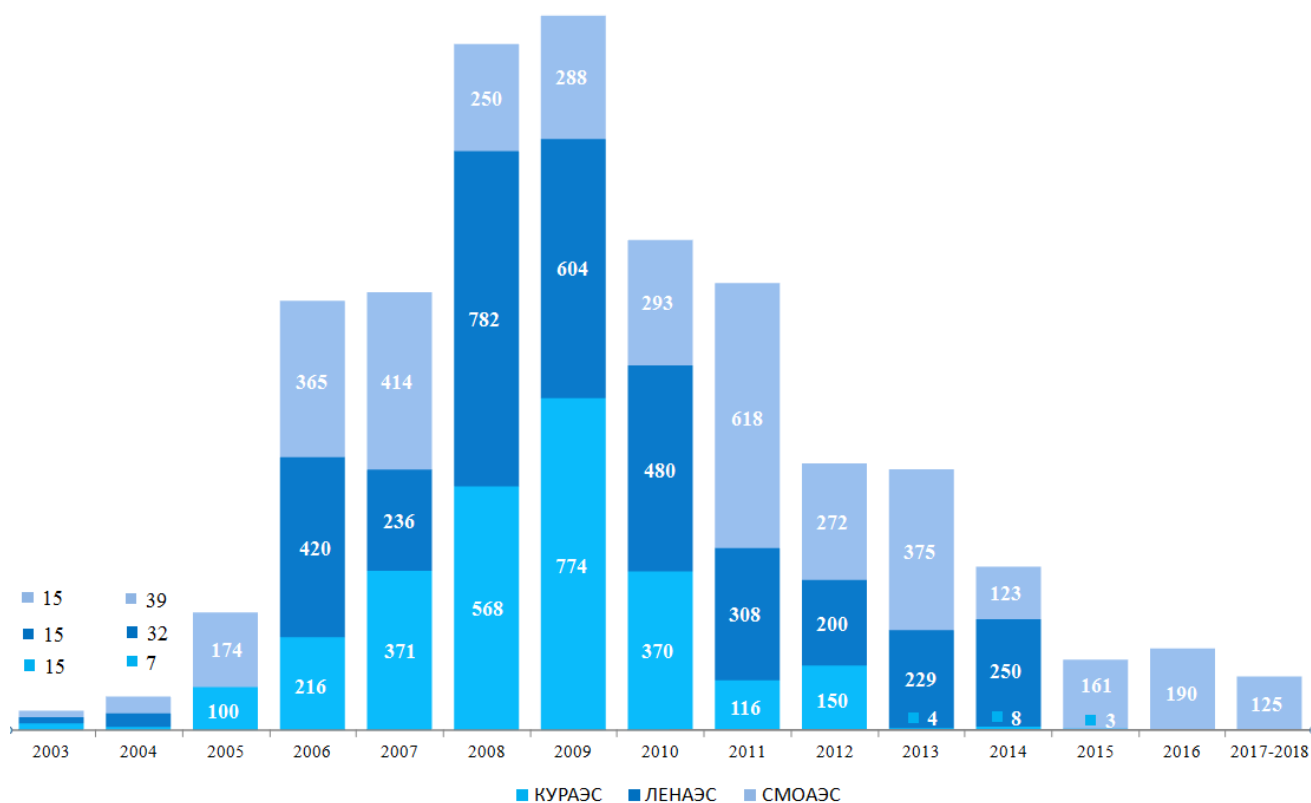
На рисунке 2 представлено распределение суммарного количества СС Ду300 для Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС по годам с момента опытно-промышленного применения технологии MSIP.



Рис. 1. Изображение установки обжатия, расположенной на трубопроводе в помещении энергоблока АЭС, при применении технологии MSIP

**Таблица 2.** Сведения о количестве обжатых СС Ду300 в помещениях энергоблоков АЭС с РУ РБМК-1000

АЭС	2003-2004	2005-2006	2007-2008	2009-2010	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	Всего
КУРАЭС	22	316	939	1144	266	12	3	0	2700
ЛЕНАЭС	47	420	1018	1084	508	479	0	0	3556
СМОАЭС	54	539	664	581	890	498	351	125	3702
Всего	123	1275	2621	2809	1664	989	354	125	9960



**Рис. 2.** Диаграмма распределения результатов применения технологии MSIP для СС Ду300 по годам для Смоленской АЭС (СМОАЭС), Ленинградской АЭС (ЛЕНАЭС), Курской АЭС (КУРАЭС)

К настоящему времени наибольшее количество СС Ду300 после применения технологии MSIP находится в эксплуатации в помещениях трех энергоблоков Смоленской АЭС (более 80 % СС Ду300 с двусторонним доступом по УЗК). Как следствие, количество дефектных СС Ду300 во время плановых ремонтов 2016-2017 годов по результатам УЗК снизилось в 15 раз по сравнению с результатами УЗК в 2003-2004 годах (3 дефектных СС Ду300 в 2016-2017 годах и 45 дефектных СС Ду300 в 2003-2004 годах).

Результаты анализа применения технологии MSIP в помещениях энергоблоков Ленинградской и Курской АЭС также подтверждают резкое снижение дефектности обжатых СС Ду300 при дальнейшей эксплуатации [15].

Однако в последнее время отмечается фиксация несплошностей после эксплуатации СС Ду300, для которых была применена технология MSIP, на уровне 0,3 %.

Наиболее вероятной причиной фиксации показателей несплошностей является вероятность пропусков несплошности, зависящей от применения различных методик и аппаратуры при выполнении УЗК СС Ду300

после применения технологии MSIP и последующей эксплуатации. Следует отметить и влияние человеческого фактора при выполнении УЗК до применения технологии MSIP для СС Ду300, расположенных в помещениях энергоблоков на разветвленных участках трубопроводов различных систем.

При последующем эксплуатационном УЗК влияние человеческого фактора минимально, так как каждое СС Ду300 после применения технологии MSIP имеет маркировку в месте расположения оборудования на внешней поверхности трубопровода и может быть идентифицировано с наименованием и расположением СС Ду300 на исполнительной схеме трубопроводов и в помещении энергоблока АЭС.

При анализе причин фиксации несплошностей в обжатых СС Ду300 необходимо также учитывать корреляцию между количеством зафиксированных несплошностей и использованием значительно улучшенных за период применения технологии MSIP методик и аппаратуры УЗК, у которых коэффициент выявляемости для несплошностей с высотами от 3 мм до 7 мм достиг практически 100 % [16].



Представленные результаты свидетельствуют об эффективности применения мероприятий по противодействию образованию и развития трещин МКРПН для СС Ду300 на АЭС с РУ РБМК-1000, при этом основной вклад в сокращение повреждаемости СС Ду300 принадлежит технологии MSIP, которая в таком масштабе была применена впервые в мировой практике. Так, например, по результатам УЗК, выполненного во время планового ремонта в 2018 году в помещениях энергоблока № 1 Смоленской АЭС, все проконтролированные СС Ду300 были бездефектными, в отличие от результатов УЗК в 1998 году, когда были зафиксированы показатели несплошностей в 69 единицах СС Ду300.

Однако рассматривать полученные результаты, как окончательное решение проблемы растрескивания СС Ду300 в помещениях АЭС с РУ РБМК-1000, не представляется возможным по следующим причинам:

- почти к 20 % (около 3600 единиц) СС Ду300 с односторонним доступом по УЗК за весь период эксплуатации никогда не применялись технологии по предотвращению образования и развития трещин МКРПН;
- объем и периодичность эксплуатационного дефектоскопического контроля практически остались неизменным по сравнению с 1998 годом (исключение составляют 482 единицы СС Ду300 после ВТТО) несмотря на то, что более 65 % СС Ду300 с двусторон-

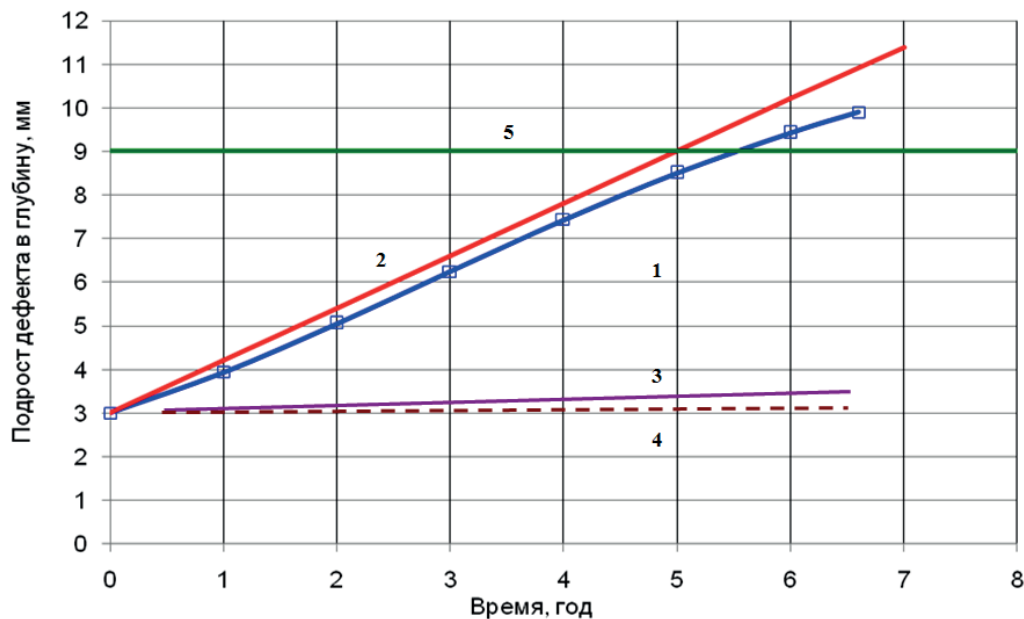
ним доступом по УЗК эксплуатируются после применения к ним технологий MSIP и РМН в условиях отсутствия механизма МКРПН.

Решение указанных задач находится в организационной плоскости эксплуатирующей организации, так как:

- расчетно-экспериментальные работы по обоснованию применения технологии MSIP для СС Ду300 с односторонним доступом по УЗК для всех типов таких сварных соединений уже проведены [17]. При этом в процессе внедрения технологии MSIP для СС Ду300 с односторонним доступом не требуется дополнительных затрат и издержек, по сравнению с аналогичным применением технологии MSIP для СС Ду300 с двусторонним доступом по УЗК;
- расчетно-аналитическое обоснование [18] по увеличению периодичности эксплуатационного контроля обжатых СС Ду300, с учетом применения современных методик и средств УЗК [19] также выполнено.

В качестве иллюстрации, на рисунке 3 представлены результаты консервативных оценок расчетного подраста дефекта в глубину в зависимости от времени эксплуатации.

Полученные зависимости подрастания расчетного дефекта в глубину до и после применения технологии MSIP обосновывают значительное увеличение периодичности эксплуатационного УЗК для СС Ду300, к которым была применена технология MSIP.



**Рис. 3.** Среднегодовые подросты гипотетического дефекта  $3 \times 40$  мм (высота  $\times$  протяженность трещины МКРПН) в направлении толщины стенки в зависимости от времени эксплуатации: 1 – зависимость подрастания дефекта в глубину при растягивающих остаточных напряжениях после сварки; 2 – зависимость подрастания дефекта в глубину для скорости равной 1,2 мм/год (верхняя линейная огибающая) при растягивающих остаточных напряжениях после сварки; 3 – зависимость подрастания дефекта в глубину при нулевых остаточных напряжениях после применения технологии MSIP; 4 – зависимость подрастания дефекта в глубину при перераспределении на сжимающие остаточные напряжения после применения технологии MSIP; 5 – предельно допустимая глубина поверхностной трещины 9 мм в эксплуатации.

### Список литературы

1. Обоснование применения установки для технологического перераспределения остаточных сварочных напряжений в сварных соединениях аустенитных трубопроводов Ду300 Смоленской и Курской АЭС ОЭ-15174/99, ФГУП ВНИИА-ЭС, М., 1999. - с.77

2. Обосновании применения технологии MSIP для «бездефектных по УЗК» сварных соединений трубопроводов 325х15

(325х16) систем важных для безопасности энергоблоков АЭС с реактором РБМК-1000 4.612 От., ФГУП НИКИЭТ, М., 2003. - с. 60.

3. Европин С.В., Киселев В.А., Юрманов В.А «Расчетное моделирование трещинообразования в сварных соединениях из сенсibilизированной аустенитной стали в условиях КМПЦ реакторов РБМК-1000» М., 2012.- с.376–385.

4. W.S. Hazelton, W.H. Koo Technical Report on Material Selection and Processing Guidelines for BWR Coolant Pressure Boundary Piping. NUREG-0313. Rev.2F. Nuclear Regulatory Commission. Washington, DC. 1988.

5. Технологическая инструкция «Техническое обслуживание энергоблоков АЭС с реакторами РБМК установкой высокотемпературной индукционной термообработки для аустинизации сварных соединений узла приварки доннышек РГК» РД ЭО 0527-2004, ЦНИИ КМ «Прометей».

6. Высокотемпературная термическая обработка радиационным нагревом сварных соединений днищ с трубами РГК на блоках АЭС с реакторами РБМК-1000. 010400.300025. ТИ0997310-45191693, ЦНИИТМАШ.

7. Технологическая инструкция «Ручная аргонодуговая сварка трубопроводов Ду300 и приварки днищ РГК» ТИ-2-51252-2000-12-22, ГУП «ГП НИКИМТ», 2000 г.

8. Технологическая инструкция «Автоматическая аргонодуговая сварка трубопроводов Ду300 и приварки днищ РГК» ТИ-1-99/99-2000, ГУП «ГП НИКИМТ», 2000 г.

9. Технологическая инструкция «Автоматическая аргонодуговая сварка трубопроводов Ду300 и приварки днищ РГК» ТИ-1-99/99-2000, ОАО «НИКИМТ - Атомстрой», 2012 г.

10. Ремонт методом наплавки наружного усиления на сварные соединения аустенитных трубопроводов Ду300 и раздаточных групповых коллекторов. Типовая технологическая инструкция ТИ 840.07, ГУП ИЦД НИКИЭТ, Москва, 2003 г.

11. Технологическая инструкция «Техническое обслуживание трубопроводов Ду300 энергоблоков АЭС с реакторами РБМК-1000 установкой обжарки (MSIP) для механического перераспределения остаточных сварочных напряжений» 58413824.25021.00016, ВНИИАЭС, М., 2003. - с.62.

12. Технологическая инструкция «Техническое обслуживание трубопроводов Ду300 энергоблоков АЭС с реакторами РБМК-1000 установкой обжарки (MSIP) для механического перераспределения остаточных сварочных напряжений» № 08400.325400ТИ080664-59085090, ВНИИАЭС.

13. Киселев А.С. Разработка методов анализа и проектирования сварочной технологии на основе компьютерного моделирования термомеханического и структурного состояния сварных конструкций: автореф. дис. ... : 05.03.06 / А.С. Киселев; МВТУ им. Н.Э. Баумана. М., 2000. - 36 с.

14. Отчёт о выполнении программы № 2002/4.1.1.1.2.6/3141/6/2703/1 испытаний головного образца установки и технологической высокотемпературной термообработки индукционным методом сварных соединений узла приварки доннышек РГК на АЭС с РБМК, ЦНИИ КМ «Прометей», 2004 г.

15. Отчет «Проведение анализа результатов применения технологии MSIP в помещениях энергоблоков АЭС с РУ РБМК-1000, внесение необходимых изменений в отчетную документацию, обоснование увеличения межконтрольного периода и оптимизация технологии MSIP», ВНИИАЭС, М., 2012. - с.423.

16. Отчет «Проведение испытаний применяемых на АЭС методик УЗК сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 с целью определения их соответствия разработанным Главным конструктором требованиям», ООО «ИЦ КМ «Прометей-Атом», Санкт-Петербург, - 2011 г. - Т.1 - с. 69.

17. Отчет. Согласование и утверждение результатов расчетного обоснования применения технологии MSIP для СС аустенитных трубопроводов Ду300 типа «труба - патрубок», ОАО ВНИИАЭС, М., 2012. - с.78.

18. Отчет «Разработка критериальных подходов к оценке качества СС Ду300 после применения технологии MSIP с целью обоснования мероприятий по дальнейшему применению технологии MSIP и увеличению межконтрольного периода обжаренных СС Ду300, РБМК-От-0552, ОАО «НИКИЭТ», Москва, 2012 г.

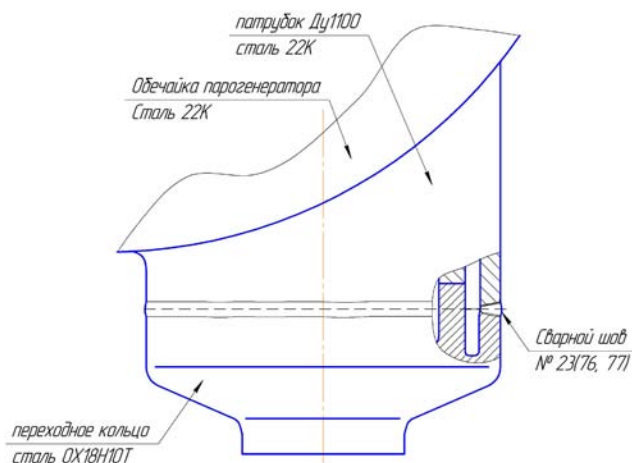
19. Методика ультразвукового контроля сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 с применением фазированных решеток, ООО «НПЦ ЭХО+», М., 2013 г.

## РЕМОНТ РАЗНОРОДНЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ № 23 (76,77) ПРИВАРКИ ПЕРЕХОДНОГО КОЛЬЦА К ПАТРУБКУ ПАРОГЕНЕРАТОРА ПГВ-4 (ПГВ-213) С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВКИ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СВАРКИ

*Гайнутдинов А.Р.*

*Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Кольская атомная станция» (Кольская АЭС), г. Полярные Зори*

Узел крепления коллектора теплоносителя к патрубку корпуса парогенератора является важнейшей частью парогенератора. Коллекторы изготовлены из коррозионностойкой стали 08Х18Н10Т и привариваются к патрубкам корпуса парогенератора из стали 22К через двойную предварительную наплавку на кромку (ЭА-395/9+ЭА-400/10Т) электродами ЭА-400/10Т сварным швом № 23 (76,77).



**Рис. 1.** Узел крепления коллектора теплоносителя к патрубку корпуса парогенератора

Впервые вопрос о надежности сварных соединений был обозначен на Нововоронежской АЭС в 2007 году.

При внедрении системы автоматизированного ультразвукового контроля (АУЗК) был выполнен контроль сварного соединения № 23 «холодного» коллектора парогенератора 3ПГ-1 и выявлены кольцевые коррозионные трещины в данных сварных соединениях.

На Кольской АЭС аналогичные дефекты впервые были выявлены в 2007 году при проведении АУЗК сварного соединения № 23 «горячего» коллектора парогенератора 2ПГ-4.

Для проведения исследования по определению характера и причин дефектов был вырезан темплет из сварного соединения № 23 «горячего» коллектора парогенератора 2ПГ-4 Кольской АЭС и передан в АО НПО «ЦНИИТМАШ».

По заключению специалистов АО НПО «ЦНИИТМАШ» главной причиной повреждения разнородного сварного соединения № 23 является низкая коррозионная стойкость в сочетании со склонностью к образованию горячих трещин 1-го слоя предварительной наплавки, выполненной электродами ЭА-395/9.

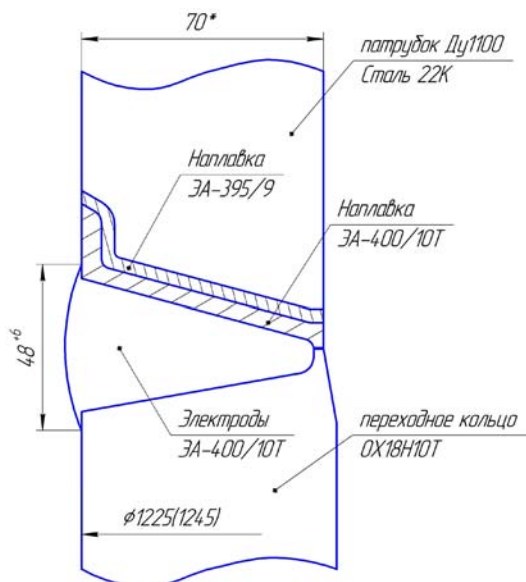


Рис. 2. Разнородное сварное соединение № 23 (76, 77)

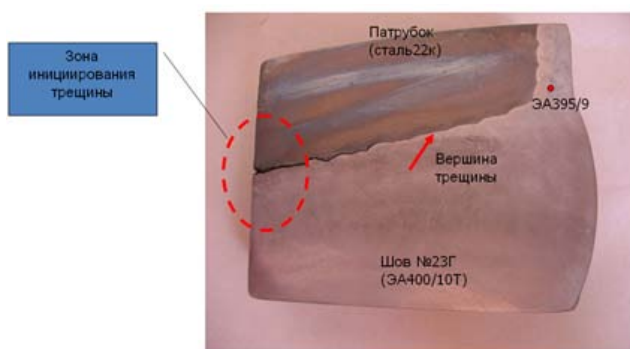


Рис. 3. Темплет из сварного соединения № 23

Впервые ремонт сварного соединения № 23 парогенератора 2ПГ-4 Кольской АЭС был выполнен в 2007 году по технологии с полным удалением металла шва и выполнением многослойной наплавки на патрубке Ду1100 (электродами ЭА-395/9 – 1й слой, и электродами ЭА-400/10Т- 2й слой). Верхний «ус» наплавлен покрытыми электродами марки ЭА-400/10Т и сварочной проволокой марки Св-04Х19Н11М3. Формирование корня сварного соединения обеспечивалось заваркой пластины из стали 08Х18Н10Т. Заполнение сварного шва проводилось электродами ЭА-400/10Т.

Ремонт сварного соединения занял 21 сутки.

В процессе проведения первых ремонтов с использованием технологии восстановления вырезанного дефектного шва, фактически повторяющей используемую на заводе-изготовителе, был выявлен ряд недостатков этой технологии, а именно:

- Выполненная предварительная наплавка в два слоя на кромку патрубка в потолочном положении вместе с контрольными операциями и термообработкой составляла до 40% общей трудоемкости.
- Заводская технология практически не могла быть автоматизирована.

В процессе проведения дальнейших ремонтных работ и исследовательских работ совместно со специалистами АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС», АО НПО «ЦНИИТМАШ», недостатки штатной технологии были устранены и, в конечном итоге, была разработана усовершенствованная технология ремонта, существенно

отличающаяся от технологии, использованной на заводе-изготовителе.

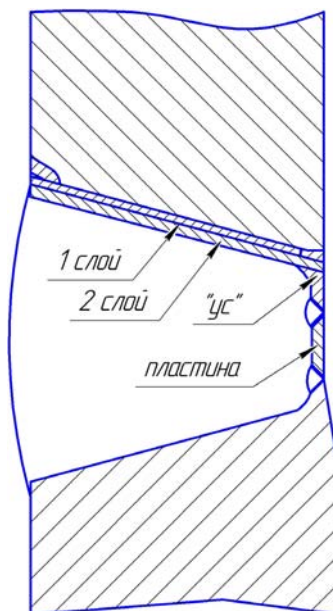


Рис. 4. Отремонтированное сварное соединение № 23 2ПГ-4 Кольской АЭС

В оптимизированной технологии были применены следующие технологические изменения:

- Выполнено сварное соединение новыми аустенитно-ферритными сварочными материалами с пониженным содержанием углерода, высокой коррозионной стойкостью и стойкостью к образованию горячих трещин.
- Исключена предварительная наплавка кромки патрубка из стали 22К.
- Формирование «усов» из основного металла патрубка (сталь 22К) и переходного кольца (08Х18Н10Т), формирование корня шва выполнено с помощью пластины из стали 08Х18Н10Т.

Ремонт сварного соединения занял 7 суток.



Рис. 5. Отремонтированное сварное соединение по оптимизированной технологии

применение новых сварочных материалов оформлено согласованным с разработчиком проекта реакторной установки – АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» и головной материаловедческой организацией – АО НПО «ЦНИИТМАШ» решением, утвержденным эксплуатирующей организацией АО «Концерн Росэнергоатом» и одобренным РОСТЕХНАДЗОРОМ, согласно требованиям, федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» НП-089-15.

Начиная с 2015 года, с целью дальнейшего совершенствования ремонтного процесса, специалистами Кольской АЭС начато внедрение автоматической сварки для заполнения шва.

В 2016 году выполнен ремонт сварного соединения № 23 парогенератора 2ПГ-5 с применением комплекса автоматической сварки.

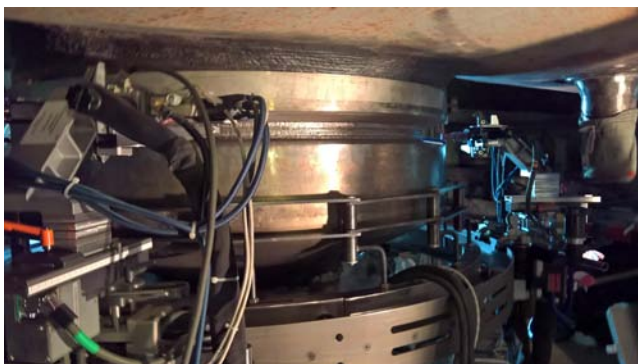


Рис. 6. Комплекс автоматической сварки, со сварочными головками фирмы «POLYSOUDE»

При данном способе ремонта корневая пластина приваривается ручной аргонодуговой сваркой, заполнение разделки производится автоматической аргонодуговой сваркой.

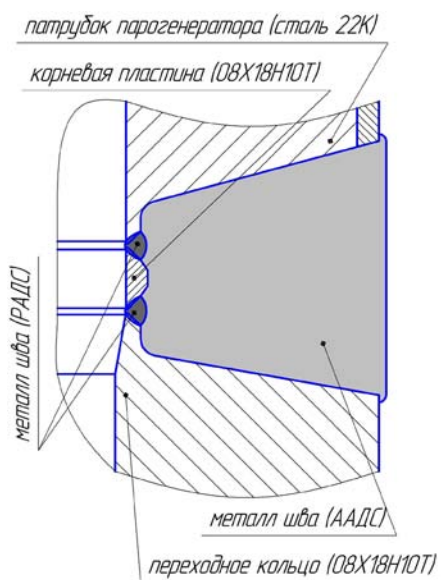


Рис. 7. Отремонтированное сварное соединение автоматической сваркой

Автоматизация сварки для заполнения сварного соединения позволила:

- Улучшить условия труда сварщиков, работающих в зоне ионизирующей излучений.

- Повысить культуру производства.
- Повысить эксплуатационную надежность отремонтированных сварных соединений.
- Снизить зависимость качества сварки от человеческого фактора.

В качестве недостатка автоматической сварки следует отметить низкую, в сравнении с ручной, производительность. Продолжительность ремонта с применением автоматической сварки составила 12 суток (за счет увеличения продолжительности заполнения сварного соединения).

С целью сокращения трудоемкости работ при ремонте сварного соединения автоматической аргонодуговой сваркой, совместно со специалистами АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» и АО НПО «ЦНИИТМАШ», была разработана новая технология ремонта с изменением формы подготовки кромок для выполнения сварного соединения («узкая разделка»).

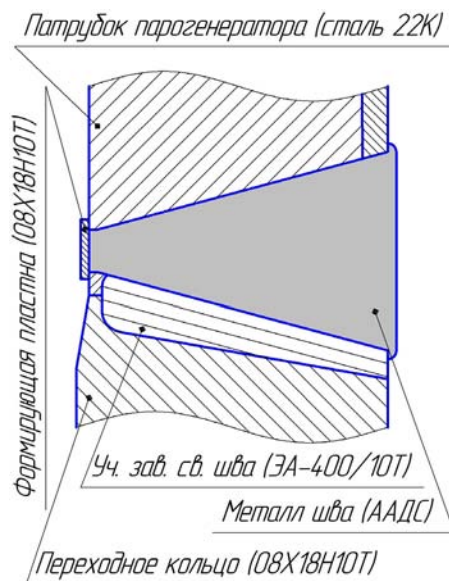


Рис. 8. Отремонтированное сварное соединение автоматической сваркой с «узкой разделкой»

Применение «узкой разделки», при ремонте сварного соединения, позволяет:

- Формировать корень сварного соединения с использованием пластины привариваемой внахлест (исключается необходимость в стыковке пластины и сокращается время на подготовку сварного соединения к заполнению).
- Исключить формирование «усов» на патрубке и переходном кольце.
- Значительно уменьшить объем между подготовленными кромками для выполнения сварного соединения (сокращается время вырезки дефектной части шва, снижается объем наплавленного металла и сокращается время на заполнение сварного соединения).

Применение узкой разделки позволяет уменьшить массу наплавленного металла при выполнении сварных соединений на 50 кг и сократить продолжительность ремонта до 7 суток. Для дальнейшего повышения производительности установки автоматической сварки следует применять сварочные головки с двойной подачей «горячей» присадочной проволоки.

Применение автоматической сварки при ремонте сварных соединений № 23 парогенераторов Кольской

АЭС позволило повысить эксплуатационную надежность оборудования, а значит и безопасность АЭС в целом.

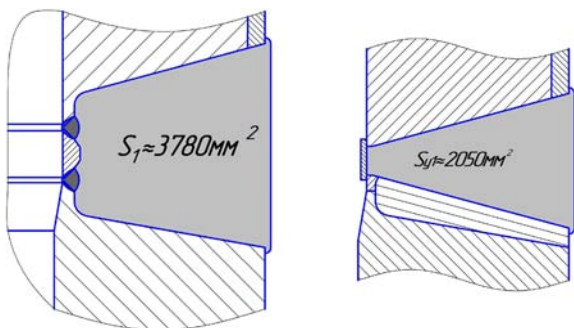


Рис. 9. Площадь сечения сварного шва в зависимости от варианта подготовки кромок сварного соединения для автоматической сварки

Необходимо и далее внедрять автоматическую сварку при ремонте оборудования и трубопроводов с целью повышения качества сварных соединений, сокращения трудозатрат, снижения дозовых нагрузок на персонал.

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК РБМК-1000 НА ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

Годовых П.В.

Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская АЭС, Ленинградская обл., г. Сосновый Бор

### Введение

Ленинградской АЭС – является старейшей в стране АЭС с реактором типа РБМК-1000 (канальный реактор кипящего типа с графитовым замедлителем и водяным теплоносителем).

Первоначально проектный эксплуатационный ресурс каждого реактора и основного оборудования энергоблоков типа РБМК-1000 был установлен в 30 лет.

Продление сроков эксплуатации энергоблоков действующих АЭС после истечения назначенного срока службы является одной из актуальных задач на современном этапе развития атомной энергетики России и наиболее эффективным направлением вложения финансовых средств на сохранение генерирующих мощностей и повышение безопасности АЭС.

Первостепенная задача продления срока эксплуатации реакторов Ленинградской АЭС заключается в том, чтобы обеспечить работу блоков с РБМК до ввода замещающих мощностей.

Срок службы энергоблока АЭС определяется работоспособностью и ресурсом незаменимых или невосстанавливаемых элементов. В частности для РБМК-1000 это: строительные конструкции; металлоконструкции, формирующие реакторное пространство и графит.

В данной работе рассматриваются критерии работоспособности элементов реакторной установки: величина зацепления в телескопических соединениях трактов (ТСТ), целостность графитовых блоков, деградация графита как конструкционного материала, изгиб колонн и величина проектного зазора между колоннами каналов охлаждения отражателя (КОО) и металлоконструкцией схемы «КЖ» (зазор КЖ-ГК), а также методы восстановления ресурсных характеристик (ВРХ) реакторных установок РБМК-1000 Ленинградской АЭС.

Критерии безопасной эксплуатации элементов активной зоны и конструкций РУ, влияющих на ресурс РУ и энергоблока в целом, определены действующими регламентами, методиками и выполненными обоснованиями безопасности [2].

Критерии работоспособности конструктивных элементов РУ и методы их поддержания в требуемых границах

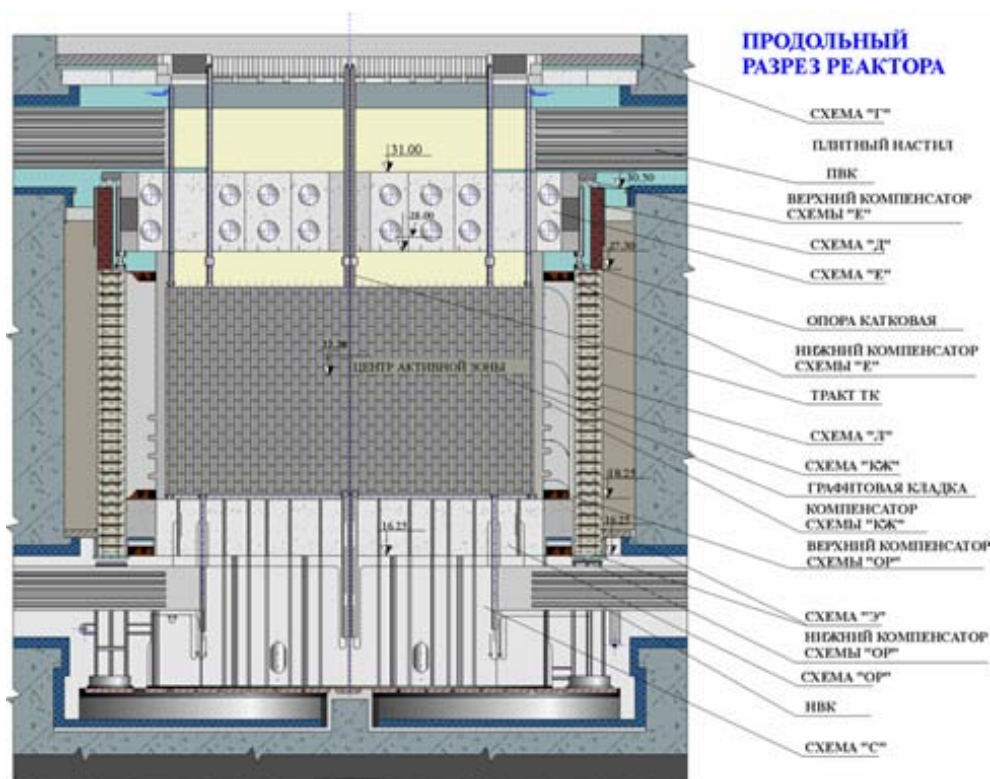


Рис. 1. РБМК-1000

Характерной особенностью эксплуатации реакторов РБМК-1000 на завершающем этапе (35-45 лет) является развитие процессов деградации конструктивных элементов:

- формоизменение и растрескивание графитовых блоков;
- осевая усадка графитовых колонн;
- осевая радиационно-термическая ползучесть циркониевых частей ТК;
- радиальная радиационно-термическая ползучесть циркониевых частей ТК;
- изменение физико-механических свойств графита (прочность, плотность, теплопроводность).

Контроль состояния конструктивных элементов энергоблоков Ленинградской АЭС осуществляется ежегодно по программам расширенного контроля.

Анализируя полученные данные по протекающим процессам, определены три основных критерия работоспособности элементов реакторной установки:

1. Величина искривления технологических каналов (ТК) и каналов системы управления и защиты (КСУЗ);
2. Величина зацепления в узлах ТСТ;

3. Величина зазора между колоннами КОО и металлоконструкцией схемы «КЖ».

Энергоблок № 1 Ленинградской АЭС самый возрастная и его конструктивные элементы первыми начали давать сигналы о появлении проблем, связанных с увеличением скорости развития процессов деградации. В 2011 году зафиксировано ускоренное развитие процесса формоизменения графитовых колонн и искривление каналов реактора (максимальное значение стрелы прогиба составило ~ 53 мм). Для энергоблоков Ленинградской АЭС предельное допустимое значение стрелы прогиба в «холодном состоянии» составляет 107 мм.

Для обеспечения безопасной эксплуатации РУ были разработаны и внедрены специальные системы контроля и технологии восстановительного ремонта, представленные в таблице:

Так же разработан график планирования работ по ВРХ РУ и ремонту ТСТ для всех энергоблоков Ленинградской АЭС. График корректируется каждый год в соответствии с полученными данными в результате выполнения ВРХ и ВРК.

**Таблица № 1.** Контролируемые параметры и методы восстановительного ремонта

№ п/п	Механизм деградации	Контролируемый параметр (система контроля)	Метод восстановительного ремонта
1	2	3	4
1.	Формоизменение графитовой кладки	Стрела прогиба (ИСТК-5М, СИПИ-М, ИПО-45); Зазор КЖ-ГК (СК-Э-ММ, МР-18КЖ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Создание «свободных объемов» в графитовой кладке путем продольной резки графитовых колонн;</li> <li>• Силовое воздействие на колонны графитовой кладки при помощи устройств – натяжителей;</li> <li>• Калибровка графитовой колонны;</li> <li>• Фрезерование/пиление углов ГБ и их удаление</li> </ul>
	Осевая усадка графитовых колонн	Величина зацепления ТСТ (МР-18, ТДК-ТСТ-М, СК-Э-М)	Восстановление ТСТ: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Вальцовка трубы верхнего тракта;</li> <li>• Установка сегментов между верхним графитовым блоком и Сб.07;</li> <li>• Установка «хомутов» ИТЦЯ.301532.028</li> </ul>
3.	Изменение физико-механических свойств графита	Прочность, плотность, теплопроводность графита (установка для отбора проб графита УОПГ-03С)	Отбор проб графита «керна» и проведение послереакторных исследований, подтверждение ресурса

### Восстановление ресурсных характеристик графитовой кладки

Основным способом управления ресурсом ГК РБМК-1000 в части соблюдения предельно допустимых значений стрел прогиба ТК и КСУЗ является применение разработанной технологии ВРХ.

Технология ВРХ включает в себя следующие основные операции (без учёта подготовительных операций и процедур восстановления технологической схемы РУ):

1. В каждой зоне восстановительных работ определяются следующие группы ячеек в рядах:

- ячейки, в которых осуществляется текущий контроль кривизны;
- ячейки, в которых производится резка графитовых колонн;
- ячейки для силового воздействия.

2. На ячейках производится измерение стрел прогибов.

3. В ячейках для выполнения резки графитовых блоков производится демонтаж обойм, калачей, сифонов и ТК.

4. Производится осмотр графитовой колонны с помощью ТВ-системы для определения состояния стыков графитовых блоков, размеров и азимутального положения трещин.

5. При необходимости производится закрытие зазоров в вертикальных стыках графитовых блоков.

6. Выполняется продольная резка графитовых блоков с удалением продуктов резки.

7. После продольной резки выполняется контроль правильности выполнения резов и наличия фрагментов графита в ячейке (клиньев). В случае наличия в ячейке фрагментов графита выполняется очистка ячейки и удаление фрагментов.

8. По результатам контроля осуществляется при необходимости силовое воздействие для смыкания резов;

9. В ячейках для силового воздействия производится осушение технологических каналов, устанавливаются устройства-натяжители, и производится силовое воздействие на ячейки.

10. На ячейках для контроля производится измерение стрел прогибов.

11. Выполняется калибровка фрагментированной графитовой колонны под монтаж ТК, осмотр и очистка ячейки.

12. Производится монтаж ТК, сильфонов, калачей и обойм.

13. После завершения работ на ячейках зоны производится их загрузка ТВС.

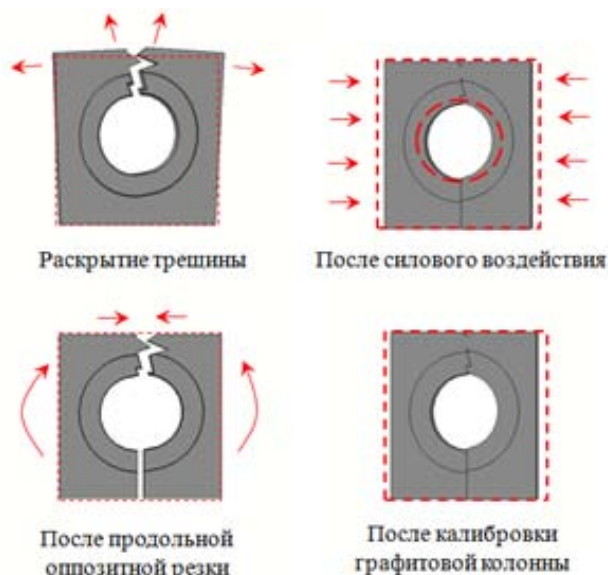


Рис. 2. Графитовый блок «до» и «после» ВРХ

В 2013 году на 1 энергоблоке был проведён I этап ВРХ. По окончании работ и в результате проведённых исследований дана оценка времени эксплуатации энергоблока. Также принято решение о проведении расширенных измерений искривления каналов и уточнения прогнозных оценок после 1-го года эксплуатации.

В 2014 году выполнен расширенный контроль элементов реакторной установки (ВРК) энергоблока № 1 и I этап ВРХ на энергоблоке № 2. По результатам выполненных работ на 1 и 2 энергоблоках была подтверждена готовность энергоблоков к работе на мощности вплоть до номинальной.

В 2015 году выполнен II этап ВРХ на 1 энергоблоке и ВРК энергоблока № 2:

В 2016 году выполнены локальные восстановительные работы (ВРХ(л)) на 1 энергоблоке, которые являлись III этапом ВРХ и II этапом ВРХ на энергоблоке № 2. «Локальные ВРХ» предусмотрены с целью обеспечения безопасной эксплуатации энергоблоков в периоды до начала основных этапов ВРХ и межэтапных остановов.

Таблица № 2. Сводная прогнозная дорожная карта ВРХ графитовых кладок РБМК-1000

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1ЛЕН	ВРХ-1	-	ВРХ-2	ВРХ-3 (л)	ВРХ-4	ВРХ-5							
2ЛЕН	-	ВРХ-1	-	ВРХ-2	ВРХ-3 (л)	ВРХ-4	ВРХ-5 (л)	ВРХ-6					
3ЛЕН	-	-	-	-	-	ВРХ-1	-	ВРХ-2	-	ВРХ-3	-	ВРХ-4	
4ЛЕН	-	-	-	-	-	-	ВРХ-1	-	ВРХ-2	-	ВРХ-3	-	ВРХ-4

Примечание: По результатам ВРК сроки ремонтно-восстановительных работ подлежат корректировке.

В 2017 году выполнен IV этап ВРХ на 1 энергоблоке и III этап ВРХ(л) на 2 энергоблоке:

На 3 и 4 энергоблоках до начала 2018 года проводился только ВРК, по результатам проводимых работ оформлялись экспертные заключения о безопасности эксплуатации энергоблоков без ВРХ на ГК РУ. Первый этап ВРХ на 3 энергоблоке планируется провести в 2018 году, а на 4 энергоблоке в 2019 [5].

На всём протяжении работ по восстановлению ресурсных характеристик ведётся совершенствование технологии и оснастки:

- Установкой дополнительного кранового оборудования;
- Совершенствование оснастки и режущего инструмента;
- Внедрением технологии «широкого реза»;
- Создание модуля резки с повышенным ресурсом кинематических передач;
- Подбор оптимальных конструкций фрез;
- Создание модуля калибровки с функцией измерения диаметров после калибровки и осмотра ГК;
- Внедрение натяжителей с установкой без осушения ячеек;
- Создание манипуляторов доставки с уменьшенными габаритами;
- Исследование свойств графита;
- Подготовка персонала с отработкой навыков на тренажерах.

Основные сложности перспективного планирования и оптимизации технологии ВРХ:

- Высокая скорость формоизменения графитовой кладки на энергоблоках находящихся в стадии развитого формоизменения: 25-40 мм/эф.год [1];
- Снижение эффективности технологических операций по уменьшению стрелы прогиба при проведении 2-го и последующих этапов ВРХ [1];
- Отсутствие систем онлайн контроля геометрии ТК при работе РУ на мощности;
- Недостаточная точность расчетных моделей искривления графитовой кладки: отсутствие возможности проверки эффективности различных схем резки, учет «перевязок» графитовых колонн, влияния эффективности резки от расположения ячеек РК СУЗ, эффективности силового воздействия на графитовые колонны при различных вариантах расстановки натяжителей;
- Отсутствие необходимых данных о состоянии графита кладок различных энергоблоков для подбора наиболее оптимального варианта режущего инструмента и режимов резки.

## Восстановление величины зацепления ТСТ

Для решения второй проблемы – возможное расцепление в узлах ТСТ было использовано несколько методов.

С 2008 года проводится ежегодный 100% контроль узлов ТСТ с выполнением работ направленных на восстановление их компенсирующей способности. Величина зацепления в узле ТСТ: не менее 15 мм для энергоблоков 1, 2 Ленинградской АЭС и не менее 30 мм для остальных энергоблоков [1].

Вальцовка трубы верхнего тракта стала первым методом, использованным для восстановления компенсирующей способности узлов ТСТ. В дальнейшем чтобы исключить расцепление даже развальцованных элементов были внедрены сегменты-компенсаторы, которые устанавливались на верхних блоках графитовых колонн. Однако монтаж сегментов-компенсаторов, как и вальцовка, мог осуществляться только при замене ТК, что приводило к увеличению дозовых нагрузок на персонал, образование высокоактивных твёрдых радиоактивных отходов (ТРО), большие временные и финансовые затраты. Поэтому была разработана и внедрена новая технология восстановления ТСТ – без извлечения ТК. Концепция этой технологии заключалась в том, чтобы дистанционно монтировать на трактах ТК удлиняющие хомуты, обеспечивающие требуемые геометрические параметры ТСТ.

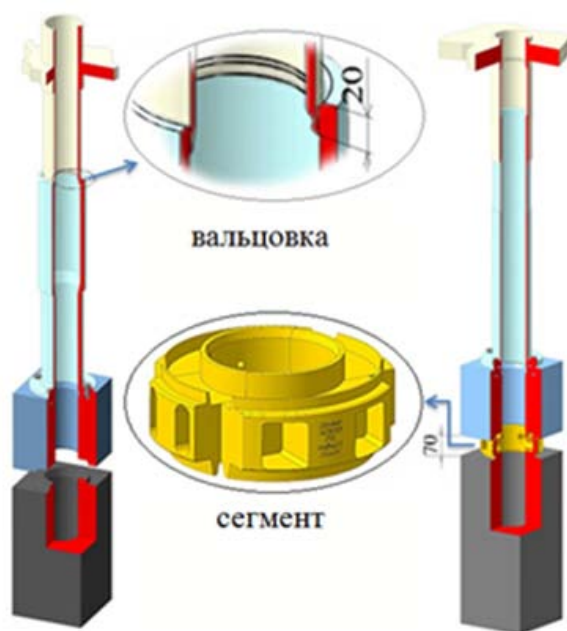


Рис. 3. Вальцовка трубы ТК и установка сегмента-компенсатора

Преимущества альтернативной технологии:

- Снижение стоимости восстановления ТСТ 1-й ячейки ТК в 3 раза;

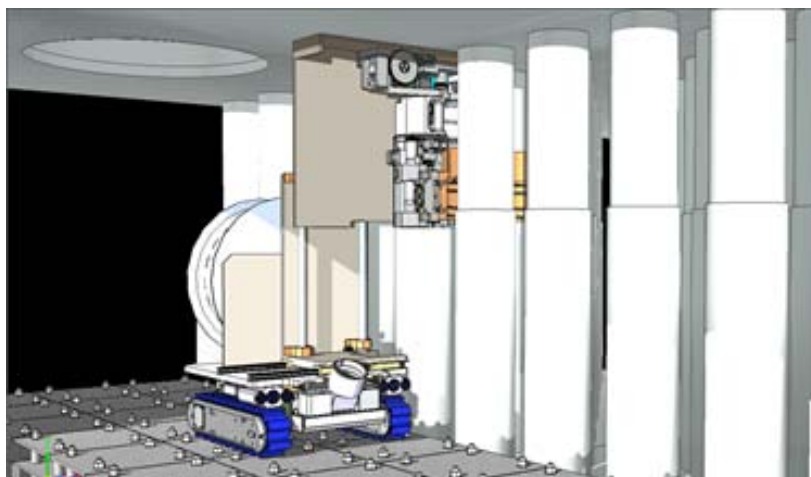
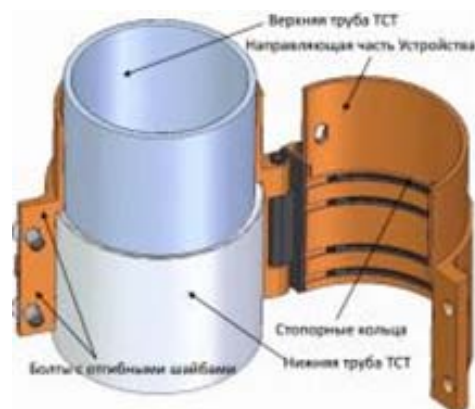
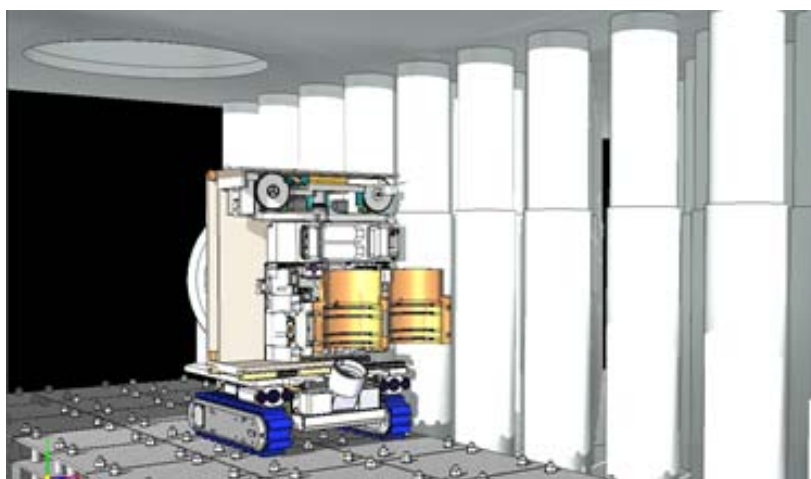


Рис. 4. Установка удлиняющих хомутов на ТК



- Исключение образования ТРО;
- Сокращение дозовых нагрузок на персонал в 200 раз.
- Повышение производительности восстановления ТСТ в 3 раза.

### Восстановление зазора КЖ-ГК

На завершающем этапе эксплуатации энергоблоков реакторами РБМК-1000 в условиях нарастающего формоизменения графитовой кладки происходит смещение максимальных искривлений ТК и КСУЗ от центра к периферии активной зоны. Развитие процесса деформации ГК создало для специалистов новую техниче-

скую проблему, которую необходимо было незамедлительно решать - исчерпание проектного зазора между колоннами КОО и металлоконструкцией схемы «КЖ».

Требование Ростехнадзора – зазора между «КЖ» и ГК должен быть обеспечен на протяжении всего периода эксплуатации энергоблока и должен составлять не менее 60 мм.

Для выполнения данных требований проведены все необходимые исследования, ведётся разработка робототехнического комплекса (РТК).

Основные составляющие РТК:



Рис. 5. 1 – Робот-доставщик с модулем резки фрезой; 2 – Робот-доставщик с модулем реза пилой; 3 – Робот-доставщик с модулем захвата; 4 – Робот-доставщик с контейнером накопителем

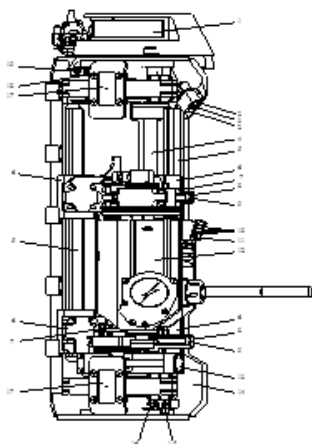


Рис. 6. Модуль механической обработки ГК (фрезерный): 1 – лазерный дальномер; 2 – осветитель; 3 – камера; 4 – механизм вертикального перемещения; 5 – рельса; 6, 7 – каретка; 8 – штанга; 9 – рельса; 10 – осветитель; 11 – камера; 12 – фрезерная голова; 13 – механизм горизонтального перемещения; 14 – корпус; 15 – камера; 16 – осветитель; 17 – распор; 18 – осветитель; 19 – камера

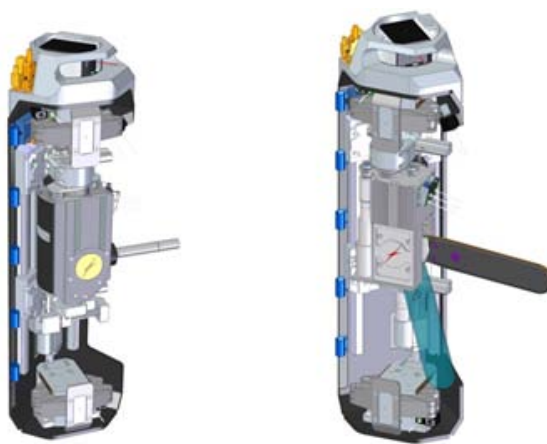


Рис. 7. Модуль механической обработки ГК (отрезной)

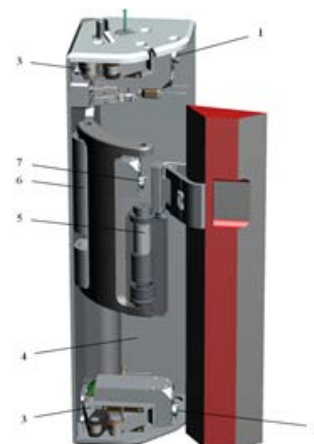


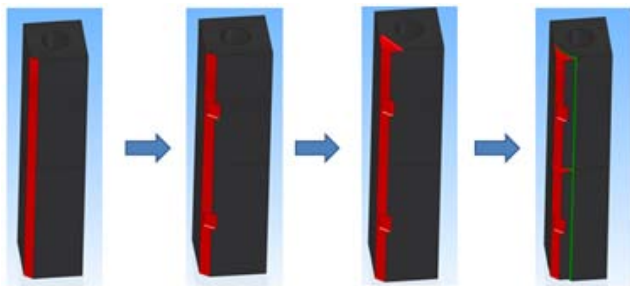
Рис. 8. Модуль захвата: 1, 2 – камера; 3 – механизм отталкивания; 4 – корпус; 5 – привод; 6 – рычаг; 7 – камера

Принцип работы РТК-КЖ заключается в проведении комплекса работ, связанных с восстановлением зазора КЖ-ГК:

- загрузка/выгрузка роботов-доставщиков модулей с установленным на них оборудованием в РП;
- доставка модулей механической обработки, модулей удаления фрагментов ГБ к любой периферийной ГК РУ;
- доставка/перемещение модулей механической обработки/модулей удаления фрагментов ГБ по всей высоте периферийных ГК РУ;

- восстановлением зазора КЖ-ГК до значения не менее 60 мм в условиях совместной кривизны ГК и КЖ, а также совместного напряжения;
- удаление продуктов резки и отрезанных частей ГБ;
- контроль зазора КЖ-ГК до и после восстановления;
- транспортировка фрагментов ГБ из РП в специальном контейнере-накопителе, установленном на робот аварийного извлечения;
- видеонаблюдение за проведением работ внутри РП;
- дезактивация оборудования РТК-КЖ, загружаемого в РП.

Механическая обработка грани ГБ:



**Рис. 9. 1.** Фрезерование грани ГБ, для обеспечения гарантированного зазора между графитом и «КЖ»; 2 – Фрезерование пазов для захвата; 3 – Фрезерование паза для устранения заземления отрезного фрагмента ГБ; 4 – Отрезка ГБ заданных габаритов для обеспечения зазора «КЖ-ГК» соответствующих требованиям

Внедрение технологии восстановления зазора «КЖ-ГК» на Ленинградской АЭС планируется выполнить в 2018 году по результатам проведенного контроля.

Проведение контроля величины зазора «КЖ-ГК» и выполнение компенсирующих мероприятий, направленных на восстановление зазора, позволяет сохранить целостность схемы «КЖ» и герметичность реакторного пространства в течение продленного срока эксплуатации энергоблоков с реакторами РБМК-1000.

### Выводы

1. Реализация комплекса мероприятий по восстановлению ресурсных характеристик реакторной установки позволяет продолжать эксплуатацию энергоблоков Ленинградской АЭС на высоком уровне безопасности.

2. Для обеспечения оптимального планирования и оптимизации ремонтных кампаний энергоблоков Ленинградской АЭС необходимо продолжать совершенствование технологии ВРХ, оснастки для выполнения работ.

3. Необходимо продолжение работ по совершенствованию расчетных моделей искривления графитовой кладки;

4. Требуется продолжить работы по разработке и созданию систем онлайн контроля геометрии ТК при работе РУ на мощности;

5. Требуется снижение погрешности систем измерения для снятия излишнего консерватизма при расчете количества эффективных суток работы энергоблока после ВРХ.

### Список литературы

1. Программа работ по снятию неопределенностей в прогнозировании процессов деградации элементов активных зон реакторных установок РБМК-1000 на завершающем этапе эксплуатации и совершенствованию технологии восстановления ресурсных характеристик № АЭСРБМКПРГ-49К(04-07)-2015 от 15.10.2015.

2. Поблочная программа управления ресурсом реакторных установок РБМК-1000 № АЭСРБМКПРГ-69К(04-07)-2015.

3. Поблочная программа управления ресурсом реакторных установок РБМК-1000 № АЭСРБМКПРГ-63К(30-02)-2016.

4. Поблочная программа управления ресурсом реакторных установок РБМК-1000 № ПРГ 1.2.2.15.012.023-2018.

## МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПЕРИОДИЧНОСТИ ПЛАНОВЫХ ПРОВЕРОК СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

*Ершов Г.А., Гурин В.В., Чабан О.Г., Николаев Ф.В.  
АО ИК «АСЭ», г. Санкт-Петербург*

### Введение

«Методика обоснования периодичности проверок плановых проверок систем безопасности АЭС» (СТО 8841271.001-2017) введена приказом АО ИК «АСЭ» от 04.08.2017 №40/1238-П.

Методика содержит следующие основные разделы:

1. Назначение плановых проверок работоспособности СБ.
2. Основные положения методики обоснования периодичности плановых проверок СБ.
3. Классификация элементов СБ в зависимости от режима контроля и восстановления.
4. Математические модели надежности элементов.
5. Методика определения оптимальной периодичности плановых проверок СБ.
6. Программные средства для выбора и обоснования периодичности плановых проверок СБ.
7. Критерии выбора оптимальной периодичности проверок СБ.

### 1. Назначение плановых проверок СБ

Плановые проверки систем безопасности, находящихся при работе энергоблока на мощности (на МКУ, в горячем состоянии) в режиме ожидания, проводятся в целях проверки способности этих систем к выполнению назначения при поступлении требования.

Проверки проводятся путем поочередного запуска каналов СБ и их работы в течение времени, определяемого технологическими регламентами безопасной эксплуатации АЭС.

При обнаружении отказа какого-либо канала СБ производится его вывод в ремонт на время, определяемое технологическими регламентами безопасной эксплуатации АЭС.

Режим использования энергоблока при наличии канала СБ в ремонте также определяется этими регламентами.

### 2. Недостатки ранее принятых подходов к обоснованию периодичности

Как известно, системы безопасности АЭС имеют ярко выраженную специфику, к основным чертам которой следует отнести [1], [2], [3], [6]:

- 1) Сложность режимов использования.
- 2) Разнотипность элементов, входящих в их состав.
- 3) Использование сложных стратегий периодического контроля и ремонта каналов.

Рассматриваемые системы могут находиться в одном из двух режимов использования - в режиме ожидания или в режиме выполнения функции.

Первый режим, как правило, более длителен, оборудование бездействует, физические причины отказов достаточно специфичны - не связаны, например, с ме-

ханическим износом, интенсивности отказов сравнительно невелики.

Во время ожидания все или часть элементов могут проработать либо с помощью штатных систем контроля технического состояния, либо путем приведения в действие.

При выявлении отказавших элементов все они или часть их могут восстанавливаться (ремонтироваться).

На втором режиме действуют все физические причины отказов, их интенсивности, как правило, более высоки. Контролю подлежат, прямо или косвенно, все элементы, восстанавливаться же может, обычно, меньшая, чем на первом режиме, часть элементов.

При обосновании необходимости периодического контроля технического состояния оборудования СБ исходят из того, что оно находится на периоде нормальной эксплуатации, т.е. после окончания периода приработки и до начала периода старения. На этом периоде отказы оборудованию вызываются, как правило, некоторыми случайными внешними воздействиями разной физической природы. При данном условии для расчета вероятности безотказной работы (ВБР) или вероятности отказа элемента обосновано применение экспоненциального распределения.

При экспоненциальном законе надежности вероятность отказа элемента в режиме ожидания определяется по следующей формуле:

$$Q_{ож.} = 1 - e^{-\lambda \cdot t} \quad (1)$$

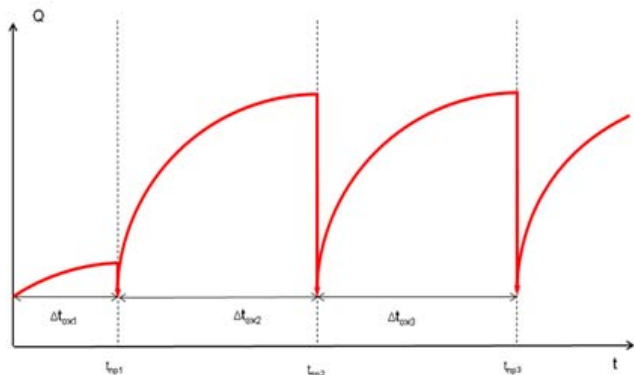
Из формулы (1) следует, что чем длительнее период ожидания, тем выше вероятность отказа элемента. В целях снижения расчетного значения вероятности отказа период ожидания разбивают на несколько интервалов. В конце каждого интервала проводится контроль работоспособности. При отсутствии отказа ожидание продолжается, при этом в начале очередного интервала вероятность отказа равна нулю, а далее возрастает в соответствии с формулой (1).

При этом вероятность отказа элемента рассчитывается по выражению:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda(t-T_i)}, T_i = 0, T_i, 2T_i, \dots \quad (2)$$

где:  $\lambda$  – интенсивность отказов, 1/час;  $T_i$  – длительность интервала времени между очередными проверками, час.

В данном случае зависимость вероятности отказа от длительности периода ожидания и от нахождения элемента на каком-то из интервалов может быть представлена в виде, отображенном на Рис. 1



**Рис. 1.** Зависимость вероятности отказа элемента от длительности периода ожидания

Из формул (1), (2) и Рис.1 следует, что чем меньше периоды времени между очередными проверками, тем ниже вероятность отказа систем безопасности. Однако это не соответствует действительности, т.к. формулы (1), (2) не позволяют учесть множество факторов, влияющих на вероятность отказа СБ:

- вид применяемой на энергоблоке стратегии проверок;
- длительность интервалов времени между плановыми остановами энергоблока на ППР и перегрузку топлива;
- длительность периода контроля;
- максимально возможную продолжительность периода восстановления;
- количество каналов систем безопасности;
- способность проверяемого канала к выполнению назначения во время проверки;
- возможность возникновения пусковых отказов;
- возможность ошибок при подготовке СБ к проверке, ошибок персонала во время самой проверки, ошибок персонала при приведении СБ в состояние ожидания и в режиме работы;
- разнотипность элементов СБ (проверяемые и непроверяемые, контролируемые и неконтролируемые, восстанавливаемые и невосстанавливаемые и т.д.).

Основная цель периодических проверок СБ заключается в обнаружении отказавших элементов и их восстановлении, т.е. в поддержании заданного уровня надежности этих систем.

В то же время, каждая проверка связана с повышенной вероятностью отказов оборудования, т.к., например, режимы пуска и останова дизель-генераторов являются нерасчетными, связаны с дополнительными нагрузками, что может приводить к появлению пусковых отказов. Повышается вероятность отказа оборудования из-за ошибок персонала и т.п.

В связи с вышесказанным выбор периодичности проверок должен производиться с учетом всех факторов, влияющих на надежность СБ.

### 3. Основные положения методики

Модели надежности систем безопасности должны соответствовать моделям, разработанным в рамках ВАБ АЭС и /или в отчетах по анализу надежности этих систем, разработанных в соответствии с требованиями РБ-100-15.

Все параметры надёжности (интенсивности отказов в режиме ожидания и в режиме работы, среднее время восстановления, вероятности ошибок персонала и т.д.) элементов модели принимаются такими же, как и в ВАБ. Дополнительно должны использоваться такие параметры регламентов безопасной эксплуатации АЭС, как, например, максимально допустимое время восстановления элементов при работе энергоблока на мощности.

Вероятности ошибок персонала определяются в соответствии с рекомендациями РБ-100-15.

Вероятности пусковых отказов определяются в соответствии с базами данных по ВАБ.

При расчетах варьируется только один параметр – продолжительность времени между очередными плановыми проверками СБ.

Рассчитывается вероятность запуска хотя бы одного канала системы из имеемых на энергоблоке и обратного параметра – не запуска ни одного канала из имеемых.

На основании результатов расчётов строится график зависимости вероятности отказа системы от продолжительности межпроверочного периода.

#### 4. Классификация элементов СБ в зависимости от режима контроля и восстановления

Для расчета показателей надежности элементов, в предположении, что законы распределения времени безотказной работы и времени восстановления оборудования – экспоненциальные, необходимо использовать данные, представленные ниже в таблице.

Типы отказов элементов и их параметры

В данной таблице:  $n$  – неконтролируемые и невосстанавливаемые элементы;  $p_1$  – периодически контролируемые восстанавливаемые элементы;  $p_2$  – периодически контролируемые невосстанавливаемые элементы;  $k_1$  – непрерывно контролируемые восстанавливаемые элементы;  $k_2$  – непрерывно контролируемые невосста-

навливаемые элементы;  $r_1$  – находящиеся в работе, восстанавливаемые элементы;  $r_2$  – находящиеся в работе, невосстанавливаемые элементы

Исходя из предположения, что законы распределения времени безотказной работы и времени восстановления оборудования – экспоненциальные, для расчета вероятности работоспособного состояния элементов СБ используются формулы, представленные в [1], [4], [6], [7].

В качестве примера на Рис. 2 приведен график изменения параметров надежности периодически контролируемых восстанавливаемых элементов. Необходимо отметить, что данный случай является наиболее сложным – здесь расчетные выражения выбираются в зависимости от того, на каком участке эксплуатации находится канал СБ – ожидания, проверки, восстановления и т.д.

№ п/п	Тип элемента	Интенсивность отказов в режиме ожидания, $\lambda_{ож}$ 1/час	Интенсивность отказов в режиме работы, $\lambda_{раб}$ 1/час	Вероятность отсутствия пускового отказа (отказа на требование), $P_{по}$	Среднее время восстановления, час	Требуемое время выполнения функции	Период между опробованиями, час	Допустимое время восстановления, час
1	$n$	+	-	+	-	+	-	-
2	$p_1$	+	+	+	+	-	+	+
3	$p_2$	+	+	+	-	-	+	-
4	$k_1$	+	+	+	+	-	+	+
5	$k_2$	+	+	+	-	-	+	-
6	$r_1$	-	+	-	+	+	-	+
7	$r_2$	-	+	-	-	+	-	-

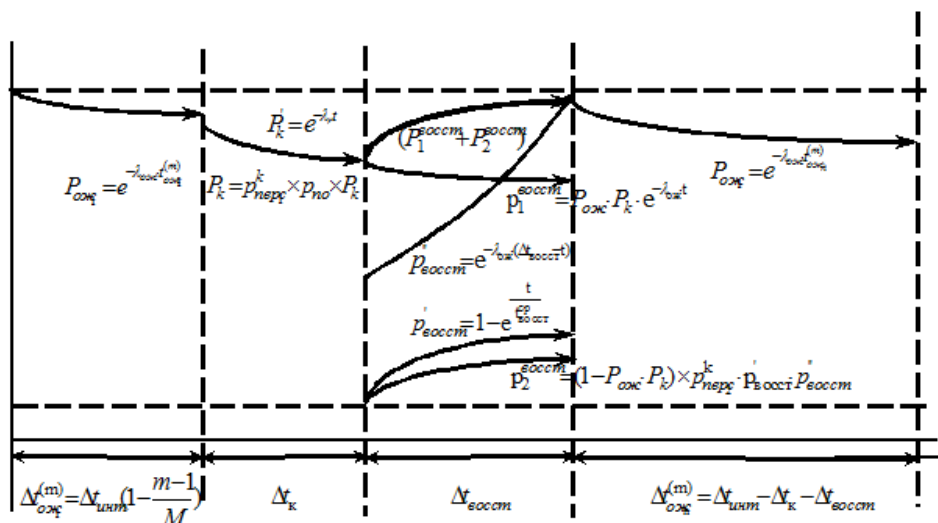


Рис.2. График изменения параметров надежности элементов типа  $p_1$

#### 5. Программные средства для выбора и обоснования оптимальной периодичности, а также последовательность проведения обоснования

Для выбора и обоснования оптимальной периодичности плановых проверок СБ должны использоваться аттестованные установленным порядком программные средства Risk Spectrum PSA, БАПС или другие, позволяющие учесть требования по возможности моделирования всех типов элементов в зависимости от их режима контроля и восстановления.

Определение и обоснование периодичности плановых проверок СБ необходимо выполнять в следующей последовательности:

- 1) Изучение исходных данных (схем, инструкций, ТРБЭ, РПИ, ООБ, отчета по анализу надежности системы и пр.).
- 2) Разработка графической модели надежности системы (ДО или СФЦ). При этом могут использоваться те, которые были разработаны в рамках анализа надежности (или ВАБ) при соответствующих доработках.
- 3) Определение типа базисных событий (в ДО)/функциональных вершин (в СФЦ).

4) Сбор исходных данных, необходимых для расчета показателей надежности оборудования (интенсивности и вероятности отказов, средние времена восстановления, вероятности обнаружения отказа персоналом и др.).

5) Ввод данных в ПК Барс или Risk-Spectrum .

6) Формирование групп ООВ, выбор для каждой группы модели ООВ и задание ее параметров.

7) Задание параметров стратегии контроля и управления (вид стратегии, длительность интервалов между остановами блока, длительность интервалов между очередными проверками СБ, длительность периода контроля, максимально возможная продолжительность периода восстановления, количество каналов СБ, способность проверяемого канала к выполнению назначения во время проверки).

8) Выполнение многовариантных расчетов.

9) Определение оптимальной периодичности в соответствии с принятыми критериями.

## 6. Пример анализа влияния надежности оборудования и параметров проверок работоспособности на надежность системы

Рассмотрим наиболее сложный случай – выбор периодичности проверок системы безопасности, состоящей из трех периодически контролируемых и восстанавливаемых при работе на мощности каналов.

Схема функциональной целостности такой системы может быть представлена следующим образом (рис. 3) [5], [6].

Каждая вершина СФЦ представляет собой отдельный канал. Надежность каналов описывается моделью периодически контролируемого восстанавливаемого элемента.

Расчеты велись для стратегий периодических проверок оборудования трехканальной системы безопасности со сдвигом времени между проверками и без сдвига при трех уровнях надежности оборудования:

- низком:  $\lambda_{ож} = 6,4E-06$  1/час,  $\lambda_{раб} = 6,4E-04$  1/час;

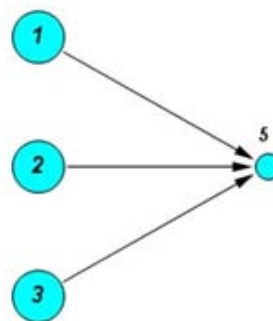


Рис.3. Схема функциональной целостности СБ, состоящей из трех элементов

- среднем:  $\lambda_{ож} = 1,2E-06$  1/час,  $\lambda_{раб} = 1,2E-04$  1/час;
  - высоком:  $\lambda_{ож} = 1,3E-07$  1/час,  $\lambda_{раб} = 1,3E-05$  1/час;
- Для всех вариантов принято:
- среднее время восстановления – 24 часа;
  - время работы на мощности – 8000 час;
  - длительность периода восстановления – 72 часа;
  - длительность периода между очередными проверками – 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000 часов;
  - вероятности отсутствия пускового отказа – 0,99, 1,0;
  - вероятности успешных действий персонала при контроле – 0,99, 1,0;
  - вероятности обнаружения отказа персоналом – 0,99, 1,0.

Рассчитывались средние величины безотказности системы для стратегии с одновременными проверками, а также для стратегии проверок со сдвигами. Результаты расчетов представлены на рис. 4.

Как следует из этих результатов, в тех случаях, когда система состоит из низконадежных элементов, имеется четко выраженный оптимум по длительности межпроверочного периода. В нашем примере это 400 часов. Если же система состоит из высоконадежных элементов, то оптимум, фактически, отсутствует. Однако из

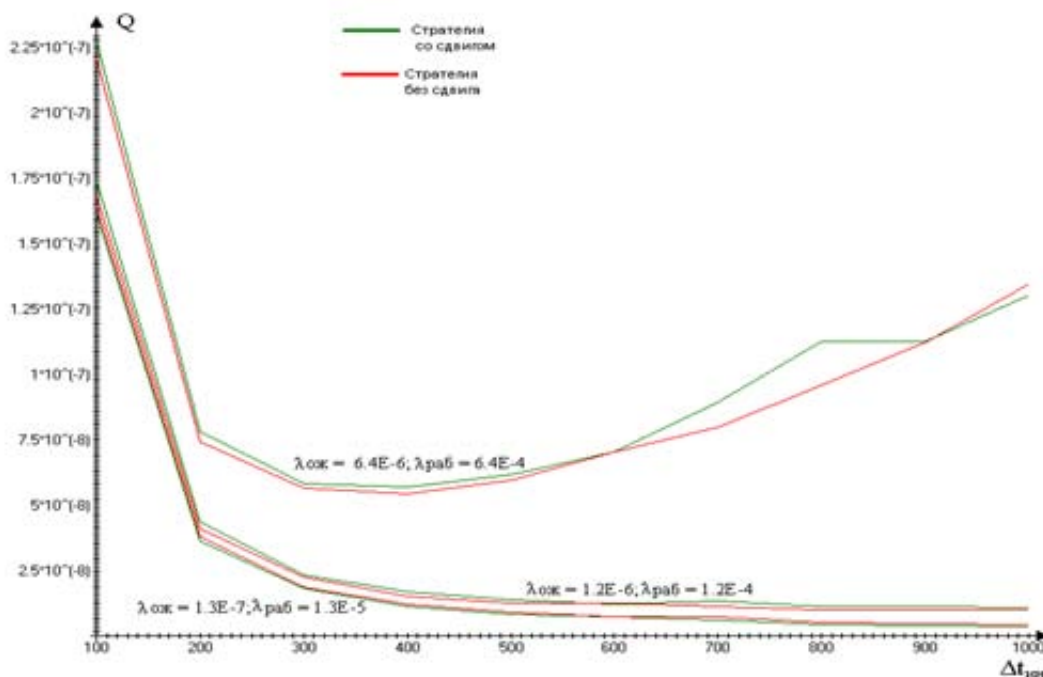


Рис.4. Результаты оценки влияния периодичности проверок на надежность системы безопасности

графиков рис. 4 видно, что слишком частые проверки действительно снижают надежность СБ. Из них же следует, что начиная с некоторого периода (примерно 700 часов) изменение длительности межпроверочного периода перестает оказывать существенное влияние на надежность.

Далее, как следует из полученных результатов, стратегия проверок со сдвигами времени между очередными проверками эффективна только при наличии в составе СБ высоконадежных элементов. В противном случае более эффективна стратегия без сдвигов.

В то же время введение временного сдвига при проверках дает достаточно ощутимое снижение вероятности отказа при малонадежном персонале и малой (относительно малой) (0,85 – 0,96) вероятности отсутствия пускового отказа.

Подводя итоги, можно утверждать, что использование стратегии со сдвигами времени между очередными проверками наиболее эффективно в случае систем с высокой надежностью оборудования (малыми интенсивностями отказов при работе  $\lambda_p$  и при ожидании  $\lambda_{ож}$ , порядка 10-7 1/час и 10-5 1/час соответственно), низкой надежностью персонала ( $P_{УД} = 0,85-0,96$ ), периода между проверками  $\approx 700$  часов, среднего времени восстановления около 24 часов.

## 7. Критерии выбора оптимальной периодичности СБ

Выбор оптимальной периодичности проверок необходимо производить путем анализа графиков зависимости вероятности отказа системы от продолжительности периода времени между очередными проверками в соответствии со следующими критериями:

1) Если на графике имеется минимум зависимости вероятности отказа от периодичности проверок СБ, то оптимальной длительностью периода между проверками является длительность периода между проверками, соответствующая минимальной вероятности отказа.

2) Если минимум зависимости вероятности отказа от периодичности проверок СБ на графике отсутствует (имеет место экспоненциальное снижение зависимости вероятности отказа от периодичности проверок СБ), то критерием оптимальной длительности периода времени между очередными проверками является длительность, при которой дальнейшее ее увеличение не приводит к снижению вероятности отказа системы более, чем на 5 %.

## 8. Пример определения оптимальной периодичности проверок для системы аварийного охлаждения активной зоны высокого давления ЛАЭС-2

Система аварийного охлаждения активной зоны высокого давления предназначена для подачи раствора борной кислоты в систему теплоносителя реактора при авариях с потерей теплоносителя, превышающей компенсационную способность системы нормальной подпитки, при давлении в системе теплоносителя ниже рабочего давления системы JND (ниже 7,9 МПа).

Система состоит из четырех одинаковых и полностью независимых один от другого каналов JND10, JND20, JND30, JND40.

В каждом канале предусматриваются:

- насос JND10(20, 30, 40)AP001;
- арматура;
- трубопроводы.

Упрощенная схема каналов 10 и 20 системы аварийного охлаждения активной зоны высокого давления представлена на Рис. 5.

Эксплуатационные испытания САОЗ ВД проводятся для каждого канала с периодичностью 672 часа. В соответствии с программой испытаний производится запуск насосного агрегата, который функционирует по линии рециркуляции в течение времени, необходимого для контроля его работоспособности.

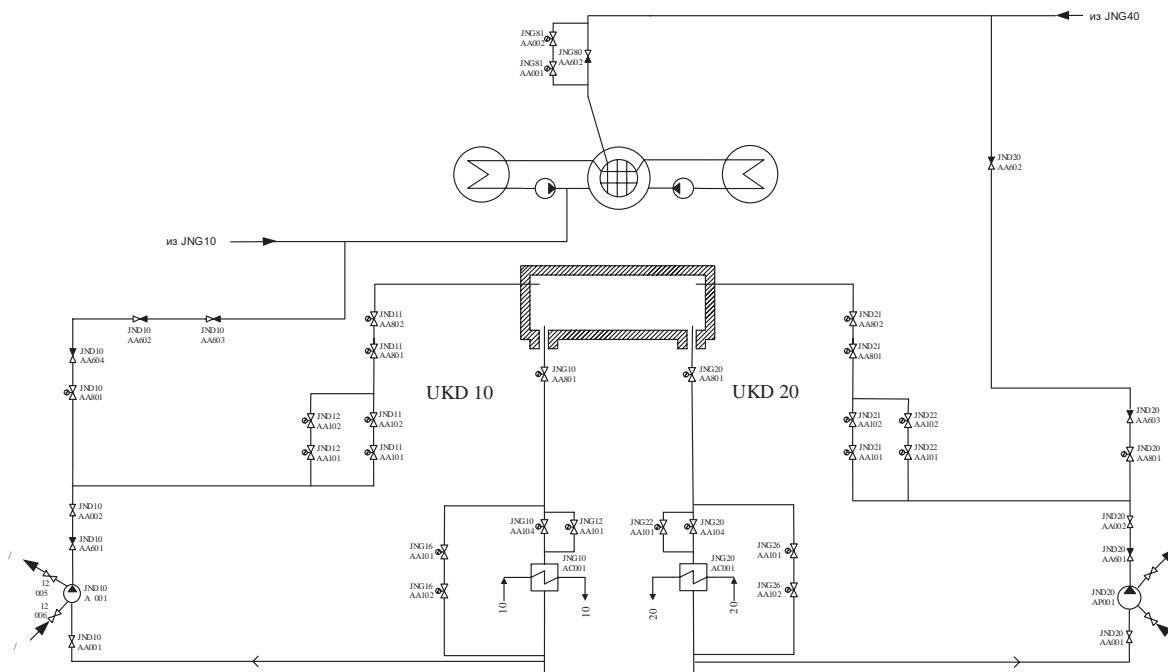


Рис. 5. Упрощенная схема САОЗ ВД (каналы 10 и 20)

Момент контроля отдельных каналов сдвинут на 168 часов относительно момента начала контроля предыдущего канала.

Отклонение параметров в эксплуатационных пределах фиксируется посредством предупредительной информации, на основании которой оперативный персонал производит корректирующие мероприятия.

Во время контроля элементы системы не теряют способность выполнять возложенные на них функции безопасности, так как контроль не приводит систему в неработоспособное состояние.

При обнаружении отказа одного из четырех каналов системы производится его вывод в ремонт сроком 720 часов при сохранении блока в работе на мощности.

При отказе еще одного канала (из трех оставшихся), отказавший канал может быть выведен в ремонт сроком

на 72 часа. Два оставшихся канала проходят внеочередное опробование. При этом блок остается в работе на мощности.

Параметры надежности элементов САОЗ ВД аналогичны параметрам, использованным в ВАБ ЛАЭС-2. Пример ввода данных в программный комплекс приведен на Рис. 6.

В результате расчета вероятности отказа САОЗ ВД для различных периодичностей опробований (от 100 часов до 7000 часов), были получены точечные оценки вероятностей отказа данной системы, приведенные на Рис.7. Приведенные зависимости не имеют максимумов, поэтому, оптимальная периодичность определяется по второму критерию и не должна превышать 2000 часов, при дальнейшем увеличении периодичности негативное влияние на надежность практически отсутствует.

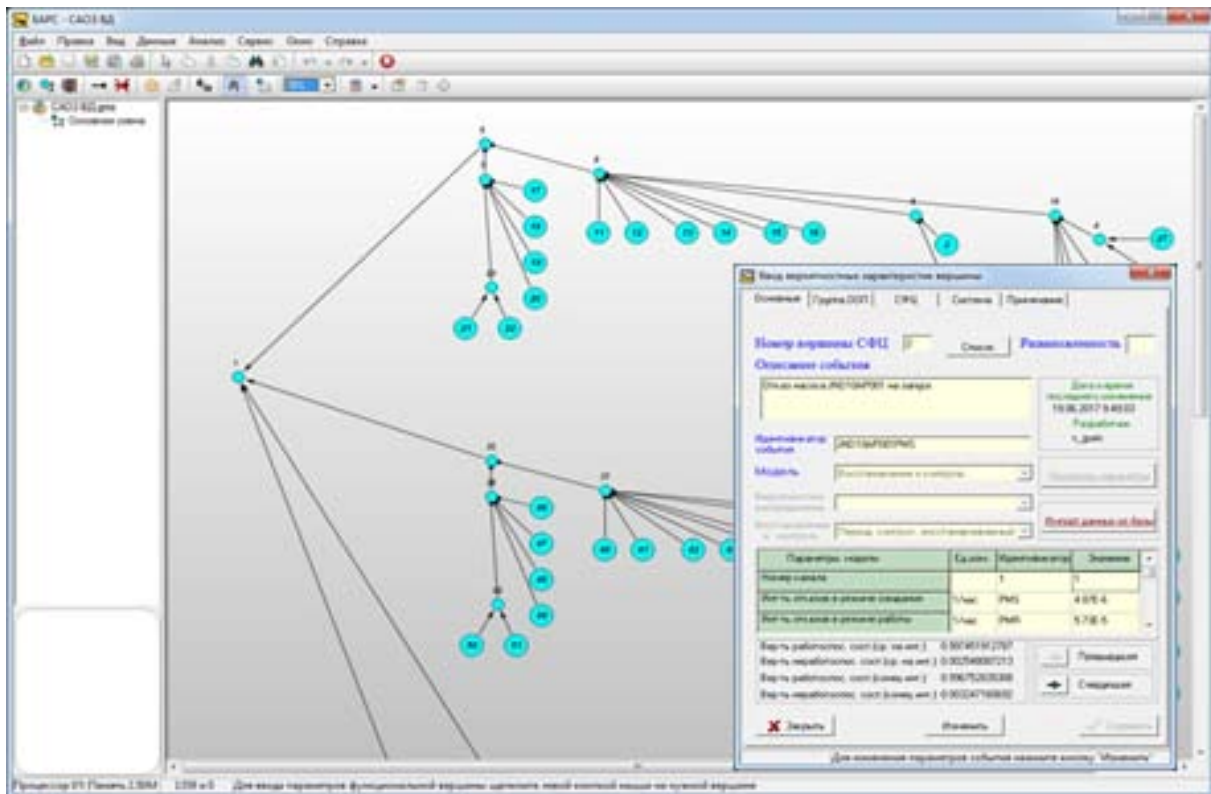


Рис. 6. Пример ввода данных в ПК BARC

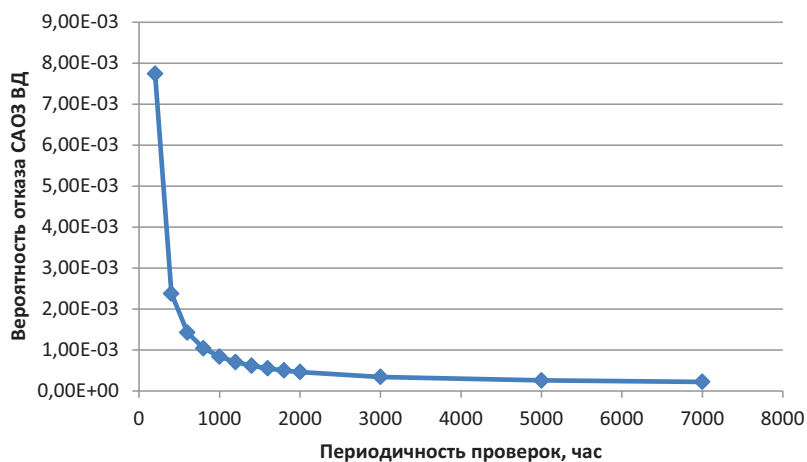


Рис. 7. Зависимость вероятности отказа САОЗ ВД от периодичности опробования

## Выводы

1. Традиционный подход к обоснованию периодичности плановых проверок систем безопасности не позволяет учесть множество факторов, влияющих на вероятность отказа систем безопасности. Разработанная совместно АО ИК «АСЭ» и АО «Атомэнергопроект» «Методика обоснования периодичности проверок плановых проверок систем безопасности АЭС» (СТО 8841271.001-2017) лишена данного недостатка.

2. Для обоснования периодичности проверок систем безопасности более предпочтительным является использование ПК БАРС. В то же время для этих целей может использоваться и ПК RiskSpectrum.

3. При разработке регламентов эксплуатации реакторных установок АЭС для каждой системы безопасности необходимо выполнить комплекс расчетов, аналогичных описанным в настоящем докладе.

4. Результаты расчетов могут быть дополнены оценкой экономических параметров (стоимости ТОиР) и анализом влияния периодичности проверок на показатели готовности энергоблоков.

5. Принятая в настоящее время продолжительность интервалов времени между очередными проверками (1 раз в месяц) не является оптимальной, более того – отрицательно сказывается на надежности. Есть веские основания полагать, что оптимальной является проверка систем безопасности раз в три месяца.

## Список литературы

1. Швыряев Ю.В. и др. Вероятностный анализ безопасности атомных станций. Методика выполнения. М.: ИАЭ им. И.В. Курчатова, 1992.

2. Острейковский В.А., Швыряев Ю.В., Безопасность атомных станций. Вероятностный анализ. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. – 352 с.

3. Бахметьев А.М. Основы безопасности ядерных энергетических установок. Н.Новгород, НГТУ, 2006. – 174 с.

4. Ершов Г.А. Автоматизированное моделирование и расчет показателей качества функционирования корабельных АЭУ. Диссертация на соискание учёной степени д.т.н. СПб.: ВВМИУ им. Ф.Э. Дзержинского, 1997. - 396 с.

5. Калинин А.А. Обоснование требований к программным средствам автоматизированной оценки показателей надежности КСУ ТС и систем ЯЭУ кораблей ВМФ. Диссертация на соискание ученой степени к. т. н. СПб.: 1 ЦНИИ МО РФ, 2009. – 182 с.

6. Г.А. Ершов, Ю.Л. Ермакович, А.А. Калинин, А.И. Калинин, М.А. Козлов, М.А. Парфентьев. Обоснование периодичности проверок систем безопасности АЭС с помощью программного комплекса БАРС. Атомная энергия, том 109, вып. 2, август 2010. с.67-71.

7. Отчет о верификации программного средства БАРС (Безопасность и Анализ Риска Систем), версия 1.0. НИР.0-0-22-ОТ-041. Изм. 0 11.2011. СПб.: ОАО «СПБАЭП», 2011 г. - 234 с.

# ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРСОНАЛА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА АЭС

*Зангиев А.В., Романов М.И.  
АО «ГМЗ «Химмаш», Москва*

## Введение

Основной целью обеспечения радиационной безопасности на атомных электростанциях (АЭС) является внедрение оборудования, которое минимизирует радиационное облучение персонала без высоких затрат. Необходимо учитывать ряд факторов при оценке различных методов. Факторы включают в себя первоначальную стоимость оборудования, затраты на ремонт и обслуживание оборудования, численность персонала, необходимость для применения метода, эффективность управления радиоактивным загрязнением и эффективность в снижении радиационного облучения персонала.

В период проведения технического обслуживания и ремонтно-восстановительных работ на АЭС и других объектах использования атомной энергии (ОИАЭ) существенное значение приобретает проблема обеспечения защиты персонала от вдыхания попавших в воздух радиоактивных и загрязняющих веществ. Такая защита, как правило, обеспечивается применением средств индивидуальной защиты (СИЗ) - спецодежды и спецобуви, респираторов, пневмокостюмов, противогазов, щитков для защиты глаз и лица. Другим путем является контроль загрязнения у источника с помощью технических средств контроля. Технические средства управления выгоднее с точки зрения экономии средств за счет снижения области распространения загрязнения, времени очистки и радиационного облучения. Наиболее эффективным способом обеспечения радиационной безопасности персонала является совмещение обоих подходов.

Разработанные АО «ГМЗ «Химмаш» портативные системы автономной фильтрации (ПСАФ), мобильные фильтровальные установки (МФУ) и вакуумные очистители (ВО) способны минимизировать воздействие радиоактивного излучения на персонал во время проведения ремонтных работ, требующих резки, сварки и зачистки загрязненного радионуклидами оборудования, и планового вывода оборудования из эксплуатации. Эффективное использование разработанных систем фиксирует загрязнение частиц от источника, тем самым минимизируя площадь поверхности для последующей очистки и дезактивации. Также становится возможным сократить использование СИЗ и тем самым повысить комфортность и эффективность работы персонала.

## Нормативное обоснование

Основания оснащения объекта портативными средствами фильтрации и вентиляции воздуха регламентируется рядом российских и международных нормативных документов. Так в правилах радиационной безопасности [1], отраслевых санитарно-эпидемиологических правилах и нормативах [2], основных санитарных правилах обеспечения радиационной безопасности [3] определе-



ны виды работ и помещений, нуждающихся в использовании портативного вентиляционного оборудования:

- при операциях, связанных с резкой, сваркой и зачисткой загрязненного радионуклидами оборудования и трубопроводов мобильные вентиляционные устройства должны обеспечивать локальное удаление образующихся радиоактивных и токсических веществ, при этом удаляемый воздух должен подвергаться очистке на фильтрах;
- в комплексе помещений пылегазоочистного оборудования обязательно наличие изолированных помещений или герметичных вентилируемых участков для ремонта, разборки, временного хранения фильтров, аппаратов и их элементов, средств уборки и дезактивации;
- в помещениях для работ I класса и отдельных работ II класса (в соответствии с [3]) необходимо предусматривать подачу воздуха к шланговым изолирующим индивидуальным средствам защиты персонала (пневмокостюмам, пневмошлемам, шланговым противогазам). В этих помещениях должна быть обеспечена возможность подключения передвижных вытяжных установок к системам вытяжной вентиляции.

Помимо общих для всех ОИАЭ операций определены и специальные условия использования портативного вентиляционного и фильтровального оборудования. Например, в случае работ по выводу ОИАЭ из эксплуатации оно может быть применено [4], [5]:

- При описании мероприятий, относящихся к обеспечению безопасности работников (персонала), должны быть рассмотрены: использование автоматизированных механизмов, средств робототехники, дистанционных приспособлений, переносных защитных экранов, защитных контейнеров, временных саншлюзов и вентиляционных установок;
- на рабочих местах в производственных помещениях с использованием существующих и монтажом, при необходимости, дополнительных вентсистем и воздухоочистительных устройств. В проекте должны быть решены следующие вопросы: достаточность производительности существующих вентиляционных систем; необходимость устройства дополнительных вентиляционных систем и воздухоочистительных устройств;

Помимо того по нормам МАГАТЭ [6], [7] мобильные системы вентиляции с фильтрами местной вытяжки должны использоваться в зонах с ионизирующим излучением и радиоактивным загрязнением, а также в зонах, где аэрозольное загрязнение может возникнуть во время проведения технического обслуживания.

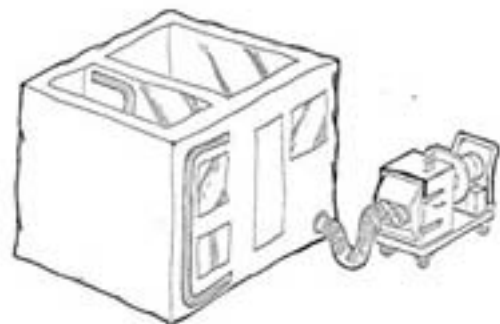


Рис. 2. Применение в сочетании с изоляционными тентами

## Виды работ

Разработка и конструирование установок велось с учетом достижения возможности использовать оборудование в как можно большем количестве операций (Рис. 1 и Рис. 2).

При переоборудовании станции, операциях по техническому обслуживанию, плановому выводу оборудования из эксплуатации установки способны обеспечить:

- удаление дыма и газа с радиоактивным загрязнением при выполнении операций по резке, шлифовке и сварке
- удаление газов и радиоактивных веществ во время дезактивации
- удаление радиоактивных частиц во время работ по абразивоструйной зачистке.

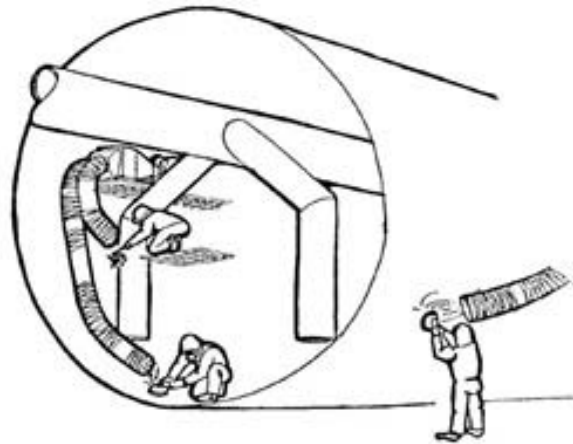


Рис. 1. Применение при техническом обслуживании и очистке материалов

При использовании для организации временных корпусов изоляции загрязнений и изоляционных тентов установки способны обеспечить:

- локализацию загрязнения в зонах проведения рабочих операций
- сведение к минимуму радиоактивного воздействия на прилегающие территории
- организацию участка разборки/временного хранения загрязненного крепежа и оборудования.

При обработке загрязненных материалов установки способны обеспечить:

- необходимую скорость воздушного потока для захвата радиоактивных и загрязняющих веществ, присутствующих в воздухе;
- блокировку распространения загрязнения;

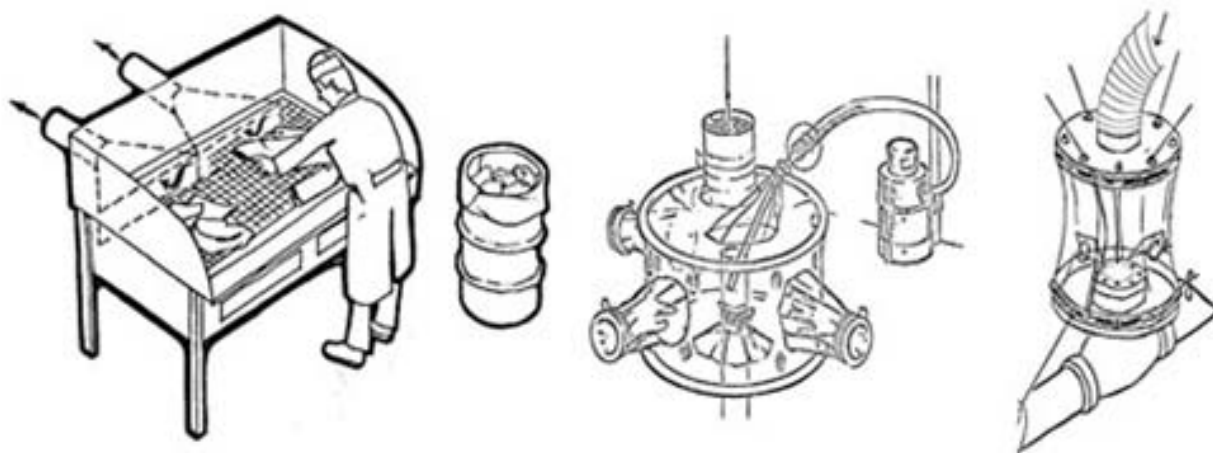


Рис. 3. Применение для очистки материалов и в сочетании с перчаточными боксами

- снижение времени очистки и требований к защите органов дыхания.

Помимо того другими вариантами использования портативных вентиляционных установок могут быть использованы:

- в дополнение к существующим системам вентиляции и кондиционирования;
- для улавливания радиоактивного йода из турбин и других основных компонентов;
- для очистки и продувки трубопроводов и воздуховодов;
- для организации саншлюзов при разделении зон загрязнения.

### Особенности конструкции и варианты исполнения

Для обеспечения возможности использования на наибольшем количестве работ, осуществляемых на АЭС, разработаны установки с различными значениями расхода, комплектацией фильтрами, способами размещения и передвижения. Разработанные системы относятся к элементам нормальной эксплуатации 3 или 4 класса по НП-001-15 и НП-016-05, могут быть выполнены по II или III категории сейсмостойкости в соответствии с НП-031-01. Установки предназначены для использования при нормальной эксплуатации и ремонтных работах при параметрах окружающей среды, отраженных в таблице 1.

Таблица 1. Параметры окружающей среды при эксплуатации

Параметр	Значение	Ед. изм.
Температура	5...60	°С
Давление	от -50 до нормального атмосферного давления	Па
Относительная влажность	20...90	%

С целью соответствия специфике работы на АЭС и контроля безопасности функционирования для установок принят ряд технических решений:

- установки оборудованы манометрами для обеспечения контроля степени загрязненности фильтра;
- корпус установок герметичен для предотвращения утечек воздуха, предусмотрены уплотнение и датчик положения фильтра для исключения перекоса в процессе установки;

- защитное покрытие установок устойчиво к действию дезактивирующих растворов, а также к кратковременному повышению температуры, брызг и окалины при сварке и резке металла;
- контроль активности фильтров осуществляется внешними датчиками через штуцеры на выходных патрубках;
- выгрузка отработанных фильтровальных модулей производится в стыкуемые к люку установки фильтра пакеты.

Необходимая степень фильтрации в зависимости от характера загрязнения среды и заданной эффективности очистки достигается использованием:

- предварительных или же панельных фильтров;
- фильтров тонкой и сверхтонкой очистки;
- угольных адсорберов для удаления радиоактивного йода.

Предварительные фильтры служат для дополнительного удаления загрязняющих веществ. Они содержат волоконный материал (стекло, хлопок, синтетика) или гофрированную металлическую сетку. Такие фильтры обладают диапазоном эффективного удаления твердых частиц в 2% для частиц размером 0,3 мкм и более 90% для частиц размером 10 мкм.

Аэрозольные фильтры тонкой и сверхтонкой очистки являются основной фильтрующей ступенью мобильных фильтровальных установок. Они служат для улавливания для наиболее опасных для здоровья человека частиц с размерами от 0,05 до 5 мкм. В установках применяются HEPA фильтры с эффективностью фильтрации частиц размером 0,3 мкм 99,95% и ULPA фильтры с эффективностью – 99,9995% (в соответствии с [8]).

Угольные адсорберы включаются в состав установки в случае необходимости удаления радиоактивного йода, присутствует в виде элементарного йода – I<sup>2</sup>, или органического йода, главным образом метилодида – CH<sup>3</sup>I, соотносящихся как 85% I<sup>2</sup> и 15% CH<sup>3</sup>I. Применяемые в установках угольные адсорберы рассчитываются на время пребывания 0,25 с, достаточное для удаления 99% I<sup>2</sup> и 95% CH<sup>3</sup>I.

Портативные вентиляционные и фильтровальные установки производства АО «ГМЗ «Химмаш» отличаются друг от друга по функциональности по типу и составу фильтровальных секций и представлены:

- Портативными системами автономной фильтрации – ХМ ПСАФ;

- Мобильными фильтровальными установками – ХМ МФУ;

- Вакуумными очистителями – ХМ ВО.

ХМ ПСАФ – портативные системы автономной фильтрации в комплекте с аэрозольным НЕРА или ULPA фильтром и опционально с сорбирующим угольным фильтром (только ХМ ПСАФ-2000), рассчитаны на применения с каркасным тентом, которые могут быть дополнительно оборудованы перчаточной панелью, воздушным шлюзом с мусоросборником. Воздушный шлюз с мусоросборником служат для переодевания персонала и утилизации загрязненной одежды и инструмента. Основные характеристики установок ХМ ПСАФ приведены в таблице 2.

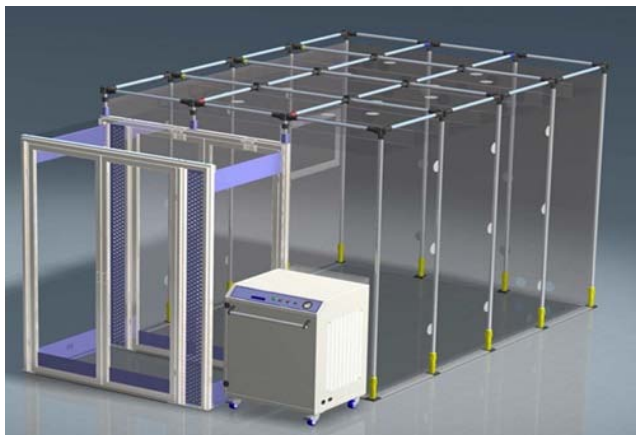


Рис. 4. Установка ХМ-ПСАФ 2000 в комплекте с каркасным тентом

Таблица 2. Характеристики установок ХМ ПСАФ

	Наименование показателей	ХМ ПСАФ-300	ХМ ПСАФ-2000
1	Класс безопасности по НП-001-15/НП-016-05	4/4	3Н/3
2	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	300	1000/1400/2200
3	Потребляемая мощность, кВт	0,37	0,55
4	Тип вентилятора	Осевой	Осевой
5	Эффективность фильтрации частиц диаметром 0,3 мкм - аэрозольный фильтр H13 - аэрозольный фильтр U15 - аэрозольно-сорбирующий фильтр для I <sub>2</sub> /CH <sub>3</sub> I	- 99,9995% -	99,995% 99,9995% более 99%/ более 95%
6	Эффективность фильтрации предварительным фильтром частиц диаметром 0,3 мкм/10 мкм	-	2%/более 90%
7	Габаритные размеры Д×Ш×В, мм		750×710×1100
8	Диаметр входного/выходного отверстия воздуховода, мм	вход через вентагрегат/150	подключение к тенту/253
9	Масса, кг	28	86

Таблица 3. Характеристики установок ХМ МФУ

	Наименование показателей	ХМ МФУ-12	ХМ МФУ-18	ХМ МФУ-38
1	Назначение	микрочастицы/ радиоактивные частицы	микрочастицы/ радиоактивный I <sub>2</sub> /CH <sub>3</sub> I	микрочастицы/ радиоактивные частицы
2	Класс безопасности по НП-001-15/НП-016-05	4/4	4/4	4/4
3	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	1200	от 1200 до 3000	3000
4	Полное давление вентилятора не менее, Па	1500	1650	1650
5	Потребляемая мощность, кВт	1,5	от 1,5 до 2,2	2,2
	Тип вентилятора	Радиальный	Радиальный	Радиальный
7	Фильтрующий материал	Стекловолокно с пропиткой	Стекловолокно с пропиткой + угольный сорбент	Стекловолокно с пропиткой
8	Эффективность фильтрации частиц диаметром 0,3 мкм	более 99,99%	более 99,99%	более 99,99%

ХМ МФУ – мобильная фильтровальная установка в комплекте с аэрозольным фильтром, одной или двумя ступенями фильтрации, гибкими полимерными или металлическими рукавами, изолирующим тентом.

Установка ХМ МФУ-18 при технологических операциях с возможностью фильтрации радиоактивных частиц (радиоактивного I<sub>2</sub>/CH<sub>3</sub>I) сорбирующий угольный фильтр - это туда, где выход газообразных РАО и из-за этого же нельзя допускать попадания масла, изоляционный тент с пневмокаркасным модулем

Основные характеристики установок ХМ МФУ приведены в таблице 3.



Рис. 5. Установка ХМ МФУ-62

9	Количество подключаемых рукавов, шт.	3	1	1
10	Диаметр входного/выходного отверстия воздухо-вода, мм	150 или 170/ 150 или 170	200/200	250 или 300/ 250 или 300
11	Габаритные размеры Д×Ш×В, мм	495×530×1280	700×700×2150	700×700×2150
12	Масса, кг	110	240	280
<b>Наименование показателей</b>		<b>ХМ МФУ-39</b>		<b>ХМ МФУ-62</b>
1	Назначение	микрочастицы/радиоактивные частицы		микрочастицы/радиоактивные частицы
2	Класс безопасности по НП-001-15/НП-016-05	3Н/3		3Н/3
3	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	3000		от 630 до 1200
4	Полное давление вентилятора не менее, Па			650-1200
5	Потребляемая мощность, кВт	2,2		от 0,55 до 2,2
6	Тип вентилятора	Радиальный		Радиальный
7	Фильтрующий материал	Стекловолокно с пропиткой		Стекловолокно с пропиткой
8	Эффективность фильтрации частиц диаметром 0,3 мкм	более 99,99%		более 99,99%
9	Количество подключаемых рукавов, шт.	3		2
10	Диаметр входного/выходного отверстия воздуховода, мм	250 или 300/ 250 или 300		150 или 170/ 150 или 170
11	Габаритные размеры Д×Ш×В, мм	800×540×1750		620×690×1850
12	Масса, кг	140		140

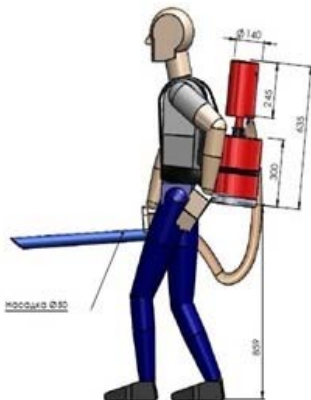


Рис. 6. Вакуумный очиститель ВО-13

ХМ ВО – вакуумный очиститель для местной фильтрации загрязненного воздуха и очистки поверхности. Оборудован резервуарами на 10, 20 или 50 л и пластиной абсолютной фильтрации, при этом в случае сильного загрязнения несколько резервуаров могут быть соединены последовательно. Вакуумный очиститель применяется в сочетании с фильтрующими пылесосами или портативными вентиляционными установками. Малые габариты очистителя обеспечивают возможность перемещения как на колесном шасси, так и ручным способом в качестве рюкзака.

Основные характеристики очистителя ХМ ВО приведены в таблице 4.

Таблица 4. Характеристики вакуумного очистителя ХМ ВО

	Наименование показателей	ХМ ВО-13
1	Назначение	микрочастицы/радиоактивные частицы
2	Класс безопасности по НП-001-15/НП-016-05	4/4
3	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	215
4	Полное давление вентилятора не менее, Па	26
5	Потребляемая мощность, кВт	1,2
7	Фильтрующий материал	Стекловолокно с пропиткой/ Н13
	Емкость фильтра, л	10/25/50
8	Эффективность фильтрации частиц диаметром 0,3 мкм	более 99,99%
9	Количество подключаемых рукавов, шт.	1
10	Диаметр входного/выходного отверстия, мм	50/выход воздуха из вентилегрота
11	Масса с одним фильтром/ с двумя фильтрами, кг	140

## Выводы

Использование портативных вентиляционных и фильтровальных установок производства АО «ГМЗ «Химмаш» при техническом обслуживании и ремонтно-восстановительных работах на АЭС способствует обеспечению радиационной безопасности персонала. При этом дополнительными положительными результатами являются уменьшение затрат и сокращение времени де-

активации, сокращение времени простоя при ремонте и увеличение эффективности работы персонала.

## Список литературы

Правила Радиационной Безопасности при эксплуатации атомных станций (ПРБ АС-99), 2.6.1. Ионизирующее излучение, радиационная безопасность. – Введ. 2000-12-15. – М., 2000.

Санитарные правила и гигиенические нормативы 2.6.1. Ионизирующее излучение, радиационная безопасность «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС-3)» СП 2.6.1.24-03. — Введ. 2003-20-06. — М., 2003.

Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ – 99/2010). — Введ. 2010-26-04. — М., 2010.

Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации промышленных реакторов НП 007-98. — Введ. 1999-01-07. — М., 1999.

Санитарные правила СП 2.6.1.23-05 Ионизирующее излучение. Радиационная безопасность «Обеспечение радиационной безопасности при выводе из эксплуатации комплектую-

щего предприятия (СП ВЭ-КП-05)». — Введ. 2005-01-09. — М., 2005

Серия норм МАГАТЭ по безопасности «Радиационная защита и обращение с радиоактивными отходами при эксплуатации атомных электростанций» РУКОВОДСТВА № NS-G-2.7, г. Вена, 2005.

Нормы МАГАТЭ по безопасности для защиты людей и охраны окружающей среды «Аспекты радиационной защиты при проектировании атомных электростанций» - Руководство по безопасности № NS-G-1.13, г. Вена, 2008.

ГОСТ Р 51251-99. Фильтры очистки воздуха. Классификация. Маркировка. — Введ. 2000-01-01.— М.: Изд-во стандартов, 2001.

---

# РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОБОСНОВАНИЮ РЕСУРСА ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПО ОБОСНОВАНИЮ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ РЕСУРСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

*Потапов В.В., Логинов А.М., Ильин В.А.  
АО «ВНИИАЭС», г. Москва*

Обеспечение ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации объектов использования атомной энергии представляет собой наукоемкую, технически сложную и исключительно ответственную проблему, без результативного решения концептуальных задач которой развитие атомной отрасли невозможно. Реализация современных подходов для обеспечения безопасности при эксплуатации, осуществление мониторинга технического состояния, разработка методик и проведение научных исследований, создание и внедрение

**Таблица 1.** Перечень основных работ, выполненных АО «ВНИИАЭС» в рамках управления ресурсом элементов энергоблоков АЭС в 2017 году

АЭС	Блок №	Наименование
БАЛ АЭС	3	Оценка технического состояния и обоснование остаточного ресурса оборудования и трубопроводов
БАЛ АЭС	1	Обследование, оценка технического состояния и обоснование остаточного ресурса опорных конструкций оборудования и трубопроводов
	2	
БАЛ АЭС	2	Проведение дополнительного обоснования оценки срока службы строительных конструкций ЗиС энергоблока №2 Балаковской АЭС с продлеваемым сроком службы
РСТ АЭС	4	Контроль металла для создания базы данных истории управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 4 Ростовской АЭС в соответствии с СТО 1.1.1.01.007.0281-2010
НВО АЭС	5	Обследование, оценка технического состояния и обоснование остаточного ресурса оборудования и трубопроводов
НВО АЭС	3, 4	Обследование, оценка технического состояния и обоснование остаточного ресурса оборудования и трубопроводов
НВО АЭС-2	1	Разработка «Программы управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока №1 Нововоронежской АЭС-2»
РСТ АЭС	1	Участие в выполнении анализа опыта эксплуатации и выполнение периодической оценки безопасности

Управление ресурсом элементов энергоблоков атомных станций как одна из задач управления жизненным циклом АЭС направлено на повышение эффективности и обеспечение длительной и безопасной эксплуатации действующих и вновь проектируемых энергоблоков АЭС нового поколения.

Развитие нормативной базы (ввод в действие НП-096-15) ставит новые задачи при обеспечении длительной и безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС РФ. Одна из основных задач стоящих в настоящее время, помимо разработки программ управления ресурсом элементов энергоблоков, это установление имеющихся или отсутствующих ресурсных характеристик элементов энергоблоков (по результатам анализа проектно-конструкторской документации на элементы; анализа информации по истории и условиям эксплуатации; анализа результатов выполненных работ по оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса элементов энергоблоков). Перечень ресурсных характеристик определен руководствами по безопасности при использовании атомной энергии.

нормативной базы определяют комплекс этапных задач интенсивного развития научно-инженерных основ безопасности АЭС.

АО «ВНИИАЭС» является разработчиком основных нормативных документов по оценке технического состояния и обоснования остаточного ресурса ТМО и СКЗиС АО «Концерн Росэнергоатом» (СТО 1.1.1.01.007.0281-2010, РД ЭО 0462-03, РД ЭО 1.1.2.99.0538-2011, И1.2.1.02.019.1121-2016) и участвует в разработке национальных стандартов по ПСЭ элементов энергоблоков АС и управлению ресурсными характеристиками.

АО «ВНИИАЭС» завершены в 2017 году работы по обследованию, оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса энергоблоков №№ 2, 3 Балаковской АЭС, №№ 3,4 Нововоронежской АЭС (энергоблок № 2 Балаковской АЭС получил лицензию на эксплуатацию сроком на 26 лет). Также в 2018 году, в срок до 1 февраля, АО «ВНИИАЭС» выполнило разработку, согласование и утверждение программ управления ресурсом для следующих энергоблоков находящихся в проектном сроке эксплуатации - №№ 3, 4 Балаковской АЭС, №№ 3, 4 Калининской АЭС. Более полный перечень выполненных работ АО «ВНИИАЭС» в 2017 году представлен в таблице 1.

Среди проблемных вопросов по обоснованию и восстановлению ресурсных характеристик следует отметить необходимость восстановления отсутствующих ресурсных характеристик элементов энергоблоков АЭС. Систематизированные требования к управлению ресурсом и мониторингу ресурсных характеристик представлены на рисунке 1.

Также можно отметить отсутствие нормативной базы по управлению ресурсом строительных конструкций зданий и сооружений энергоблоков АЭС.

По результатам взаимодействий с экспертами ФБУ «НТЦ ЯРБ» к отчетной документации по ПСЭ СКЗиС энергоблоков АЭС можно отметить следующие проблемные вопросы отраслевой нормативной документации:

- существующий перечень механизмов деградации и старения строительных конструкций зданий и сооружений неполный, из-за отсутствия соответствующей отечественной нормативной документации. Неполный перечень применимых механизмов деградации неэффективно сказывается на качестве управления старением строительных конструкций;



Рис. 1. Систематизированные требования к управлению ресурсом и мониторингу ресурсных характеристик

- в частности, отсутствует учёт влияния излучения, хлоридов и т.п. на изменение характеристик бетона строительных конструкций в период дополнительного срока эксплуатации.
- необходимо актуализировать формулу прогноза прочности бетона на период ДСЭ.

В настоящее время, совместно с АО «Концерн Росэнергоатом», ведутся работы по решению данных проблем.

По результатам работ выполняется разработка рекомендаций по восстановлению ресурсных характеристик (РХ) элементов энергоблоков АЭС с указанием перечня элементов для которых необходимо восстановить ресурсные характеристики и составлением планов-графиков восстановления РХ.

Стандарты по безопасности МАГАТЭ требуют, чтобы для всех конструкций, систем и элементов (КСЭ), важных для безопасности, были определены соответствующие эффекты старения и механизмы деградации, в целях обеспечения возможности конструкций, систем или элементов выполнять необходимую функцию безопасности на протяжении всего срока службы, то есть в области проектирования, изготовления и строительства, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации. Также необходимо принимать во внимание как эффекты старения и механизмы деградации в нормальных условиях эксплуатации, испытаний, планового ремонта, так и состояния элементов в постулируемом иницирующем событии. Необходимо наличие положения по испытаниям, обслуживанию, контролю и инспекции КСЭ, чтобы оценить эффект старения и механизмы деградации, прогнозируемые на этапе проектирования, а также определить непредвиденное поведение или деградацию, которая может возникнуть в процессе эксплуатации. Данные об опыте эксплуатации необходимо собирать и сохранять для использования в качестве исходных данных для управления старением КСЭ.

Необходимо отметить, что в соответствии с замечаниями НТЦ ЯРБ в программе управления ресурсом должны быть предусмотрены работы по обоснованию, восстановлению и внесению в паспорта оборудования и трубопроводов определяемых при эксплуатации значений ресурсных характеристик.

## ОПТИМИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТМО ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ПРОГРАММ УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСОМ

Аркадов Г.В., Павелко В.И., Финкель Б.М.  
НТЦД «Дианпром»

Эксплуатируемые блоки АЭС с РУ ВВЭР оснащаются в соответствии с действующими нормативными документами Концерна [1-6] стационарными системами диагностирования (ССД):

- Системами контроля течей ТН (СКТ);
- Системой виброшумовой диагностики (СВШД);
- Системой контроля тепловых перемещений (СКТП);
- Системой обнаружения свободных и слабозакрепленных предметов (СОССП);
- Системой автоматического контроля остаточного ресурса (САКОР);
- Комплексной системой диагностирования арматуры (КСДА);
- Системой комплексного диагностирования (СКД) [7-10].

ССД также называют локальной системой диагностирования (ЛСД), а вышеприведенный перечень является так называемым, минимально достаточным множеством ЛСД. Возможно его расширение, например, системой диагностирования СУЗ, или системой диагностирования роторного оборудования, а также и слияние некоторых систем в одну систему. Например, СВШД может поглотить СКТП, в силу того, что датчики относительного перемещения (ДОП) выполняют и вибрационные измерения, и измерения тепловых перемещений оборудования. Из СВШД может быть выделена в самостоятельную систему – система нейтронно-шумовой диагностики, объектом диагностирования которой являются ТВС, ВКУ и теплоноситель (ТН), находящийся в объеме активной зоны.

Начиная с блока 3 Калининской АЭС и далее, поставка ЛСД на вновь вводимые блоки АЭС осуществлялась проектным путём в составе системы контроля,

управления и диагностики (СКУД). Проектом закладывались взаимосвязи между всеми ЛСД, системой внутривычислительного контроля (СВРК), системой верхнего блочного уровня (СВБУ) или иными системами, входящими в АСУ ТП блока.

Для СВШД (рис. 1) СВРК поставляет два типа нейтронных измерений: вне- и внутризонный нейтронный шум, а также «on-line» вычисляемые параметры активной зоны: пространственное поле энерговыделения и запас до кризиса кипения ТН. Для СОСП (рис.1) СВРК и СВБУ поставляет дискретные и аналоговые штатные сигналы. По дискретным сигналам, например, по сигналам включения/отключения арматуры, СОСП классифицирует обнаруженное акустическое событие, как ложную тревогу.

По аналоговым сигналам все ССД определяют режим функционирования блока. Например, в динамическом режиме разогрева/расхолаживания блока СКТП формирует диагностические признаки в координатах «перемещение-температура ТН», которые должны быть близки к прямолинейным зависимостям. Три типа СКТ - «акустика», «влажность», «радиоактивность» - формируют свои диагностические признаки, зависящие от режима функционирования блока. Системы контроля течей ТН являются наиболее распространёнными, так как их необходимость декларируется концепцией течь перед разрушением [6].

САКОР, изначально функционирующая только на штатных сигналах АСУ ТП, в процессе своего развития не только заимела собственные измерительные каналы, но и существенно увеличила потоки диагностической информации от других источников [12]. Чтобы учесть реальное эксплуатационное нагружение оборудования

РУ, и на его основе контролировать истощение ресурса, необходимо учитывать вибрационное нагружение (по СВШД), ударное (по СОСП), напряжения, возникающие от теплового перемещения оборудования (по СКТП), от температурно-барометрических воздействий (по АСУ ТП).

Таким образом, любая ЛСД помимо собственных измерительных каналов, подключена к иным информационным диагностическим «on-line» потокам. Исключением является СКД, не имеющая собственных измерительных каналов. Её основное предназначение - централизация всех диагностических потоков, по которым путём многомерного анализа изымается распределённая по различным ЛСД взаимная информация, и вырабатывается окончательный диагноз. Например, в СКД поступают все диагностические признаки от трёх СКТ, и производится их комплексная обработка, основное предназначение которой - исключение ложных тревог о наличии течи ТН. В современных СКД расширение диагностического функционала практически безгранично: в процессе настройки СКД экспертам предоставляется возможность конструировать свои диагностические признаки по выбранному подмножеству измеряемых каналов.

В Руководящем Документе «Система оперативной диагностики РУ ВВЭР. Типовые технические требования ТТ1.1.8.16.1064-2015» (рис. 2) вся совокупность ЛСД получила название системы оперативного диагностирования (СОД). Центральным элементом СОД является СКД, в которую входят не только «on-line» - диагностические потоки, но и формируются архивы для «off-line» отсроченного анализа.

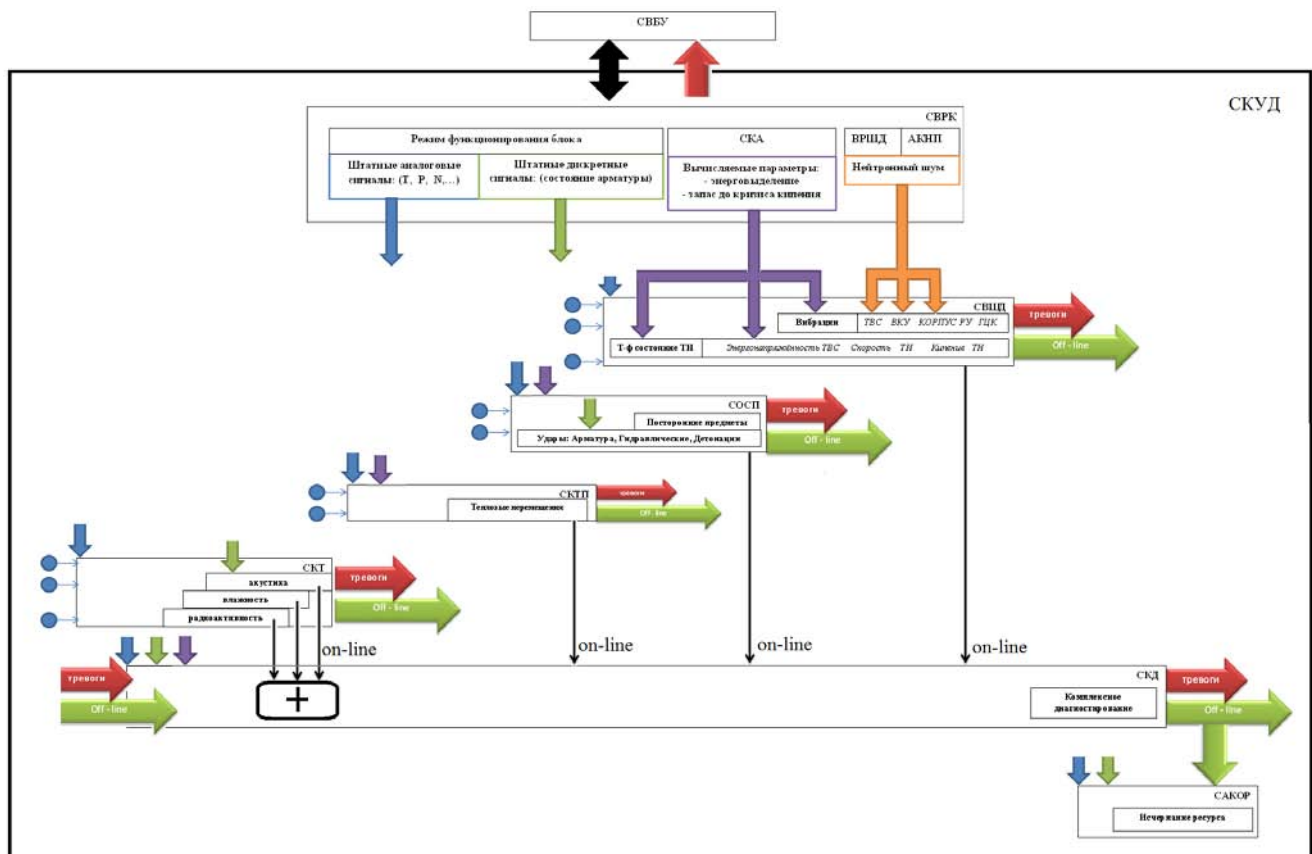


Рис. 1. Потоки диагностической информации в системах СКУД



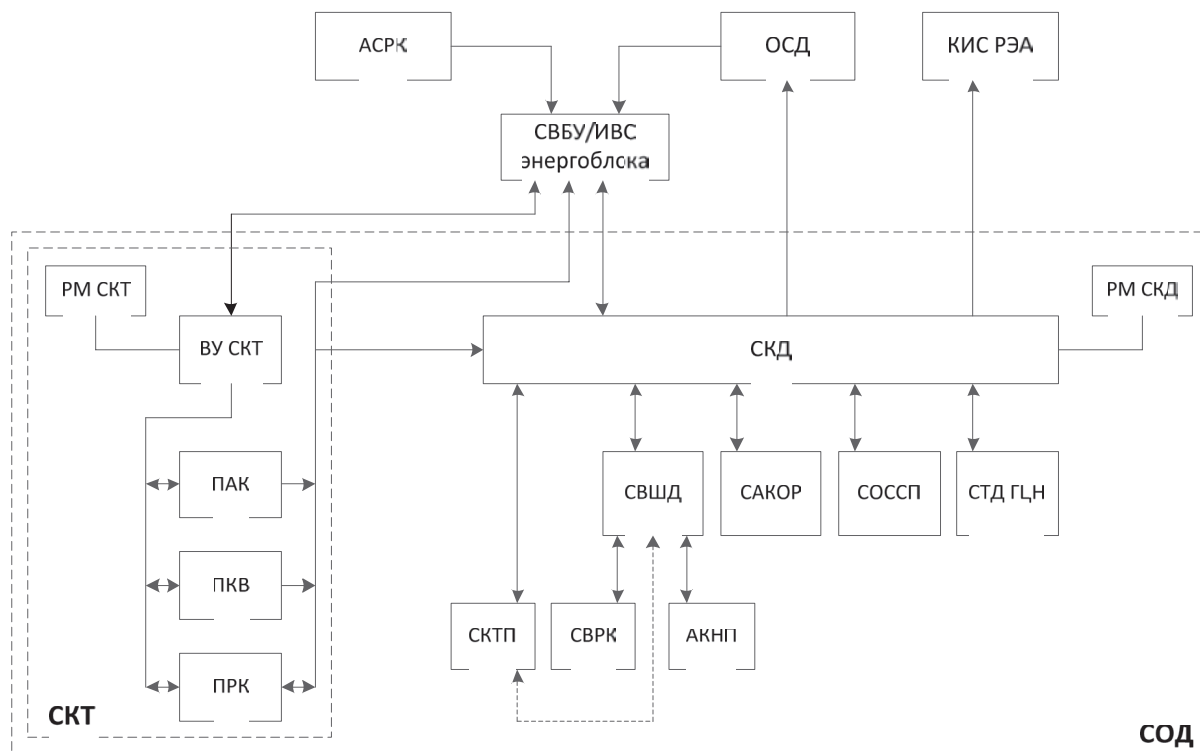


Рис. 2. Структурная схема СОД

Основной принцип архивирования – сохранение всей измерительной информации без потерь. СКД также осуществляет связь с удалённой отраслевой системой диагностирования (ОСД) Концерна.

В данных технических требованиях особое внимание уделено контролю нагруженности шва №111 ПГ ВВЭР-1000 и перечислены системы-источники диагностической информации (таблица 1)

Таблица 1. Факторы силового нагружения шва №111

Фактор нагружения	Система
Вибрационные воздействия	СВШД
Поворот ПГ при наборе и сбросе мощности РУ	СКТП
Быстропротекающие воздействия (гидравлические удары, детонация, срабатывание быстродействующей арматуры)	СОССП
Заневоливание коллекторов ПГ	СОССП
Тепловые перемещения оборудования при разогреве/расхолаживании	СКТП

Длительный виброконтроль ПГ, проводимый на Калининской АЭС и АЭС Тянь-Вань, позволил интерпретировать основные виброисточники ПГ (рис. 3), среди которых наиболее мощными являются акустические стоячие волны (АСВ).

Экспериментально подтверждено, что:

- за всё время вибромониторинга ПГ не обнаружены существенные изменения основных источников вибраций. Спектральные характеристики практически неизменны от кампании к кампании и внутри каждой кампании;
- среди нестационарных явлений обнаружен «плавающий» резонанс вблизи оборотной частоты ГЦН;
- вибронгруженность ПГ зависит от того, в какой петле он установлен;
- спектральные характеристики одноименных каналов блока 1 и блока 2 ТАЭС обладают высокой

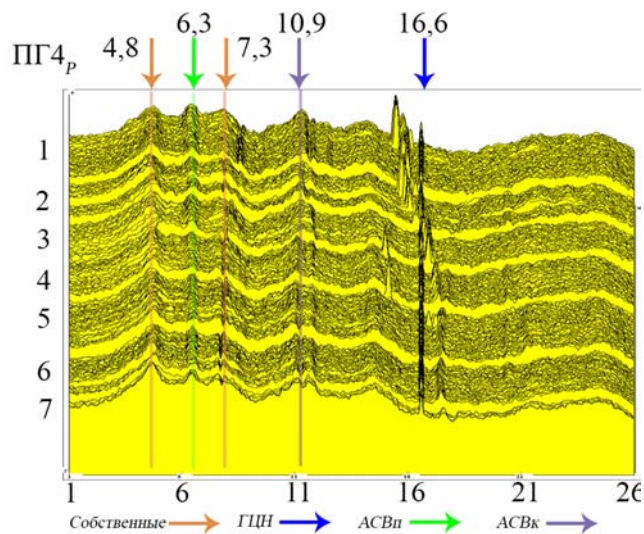


Рис. 3. «Водопад» спектров вибраций ПГ за семь кампаний

степенью повторяемости. Если для каждого блока наблюдаются индивидуальные вибросостояния ПГ в каждой петле, то вибросостояния одноименных ПГ блока 1 и блока 2 ТАЭС практически совпадают друг с другом.

Для блоков АЭС, находящихся в длительной эксплуатации, схема на рис. 2 является идеалом, который достигается последовательным внедрением ЛСД. Здесь важен принцип локальности, в соответствии с которым любая ЛСД должна исполнять заявленные функции автономно, независимо от того, функционируют ли другие ЛСД или нет.

Протицируем выборочно новые федеральные Нормы и Правила (НП), касаемые диагностирования [11].

Например, **НП-096-15**: управление ресурсом должно основываться на:

- а)... оценке технического состояния ...;
- б)... своевременном выявлении повреждений...;
- в)...установлении механизмов образования и развития дефектов...;
- г)...выявлении доминирующих (определяющих) механизмов старения, деградации и повреждений оборудования и трубопроводов АС;
- д)...постоянном совершенствовании мониторинга процессов старения, деградации и повреждений оборудования и трубопроводов АС;
- е)...контроле параметров нагружения и условий эксплуатации...;
- ж)...установлении порядка дооснащения оборудования и трубопроводов АС системами и(или) способами контроля необходимых параметров.

**НП-089-15**: оборудование и трубопроводы должны быть отключены при появлении шумов, вибраций и ударов, нехарактерных для нормальной эксплуатации.

**НП-001-15:**

- ...своевременное выявление отклонений от нормальной эксплуатации и их устранение;
- ...своевременного и однозначного установления исходных событий возникновения нарушений;
- ...особое внимание зонам, подверженным вибрации,...;
- ...должна применяться концепция «течь перед разрушением»;
- ...технические средства по контролю перемещений оборудования и трубопроводов первого контура.

В упомянутых НП в явном виде обозначены только два типа систем диагностирования: СКТ и СКТП, остальные же присутствуют в неявном виде. Однако требования к диагностированию, сформулированные в НП в самом общем виде, только повышают статус ЛСД. Строго следуя НП, необходимо увеличивать количество объектов виброконтроля, а, значит, и число каналов виброизмерений. Расширяя функционал СОССП, необходимо дополнительно фиксировать воздействия на конструкции РУ, производимые гидроударами. Более того, НП требуют постоянного развития систем диагностирования и способов контроля вибрационных, ударных, температурных и барометрических эффектов. Успех следующих мероприятий во многом определяется наличием и качеством соответствующих ЛСД:

- продление назначенного срока эксплуатации блока;
- увеличение мощности блока;
- удлинение эксплуатационной кампании;
- оптимизация численности персонала;
- расследование причин отказов и причин нарушений нормальной эксплуатации (непроектные нагружения);
- совершенствование конструкций ТВС.

Системы диагностирования, представленные на структурной схеме (рис. 2) должны быть с метрологически обеспеченными измерительными каналами и функционировать в непрерывном режиме (в режиме «on-line»). В новом поколении ССД, установленном на блоке 1 НВОАЭС 2:

- уменьшено число типов датчиков без потери объёма контроля (акселерометры вместо датчиков перемещений и датчиков пульсаций давления (ДПД));
- упрощено обслуживание ССД (контроль версий ПО, новые узлы крепления датчиков, электроника измерительных каналов – за пределами гермообъёма);
- модифицировано программно-методическое обеспечение (автоматическая постановка диагнозов, самотестирование оборудования и ПО);

- увеличен объём сдаточных испытаний, в том числе на имитационных моделях;
- поставлены библиотеки стартовых диагностических образов, накопленные опытом эксплуатации ССД на других блоках РУ;
- вибрационные портреты,
- классы корпусных ударов, включая гидравлические удары,
- траектории тепловых перемещений.

Конфигурацию СВШД можно оптимизировать (таблица 2).

**Таблица 2.** Измерительные каналы СВШД для разных объектов виброконтроля

Объект виброконтроля	Измерительные каналы
ТВС	Ионизационные Камеры – 3 шт., Датчики Прямого Заряда – 7x2 шт., Акселерометры – 4 шт.
ВКУ (ШВК)	-----”-----”----- -----”-----
Корпус РУ	-----”-----”----- -----”-----
Основное оборудование (ПГ, ГЦН) и трубопроводы ГЦК	Акселерометры – 3x4, ДОП – 6x4,
ГПП	ДОП – 2x4, Акселерометры (ПГ)-2x4
Вынуждающие вибрации силы	Акселерометры – 3x4, ДОП – 6x4

Нейтронные измерения (ИК, ДПЗ) совместно с акселерометрическими измерениями необходимы для диагностирования ТВС, внутрикорпусных устройств (ВКУ) и корпуса РУ. Вибродиагностика только основного оборудования (ПГ, ГЦНА) и трубопроводов ГЦК может быть выполнена только на сигналах акселерометров. Задача контроля тепловых перемещений оборудования решается только датчиками относительно перемещения (ДОП). Если их же использовать, как вибрационные датчики, то число акселерометров может быть уменьшено. В современных СКТП тепловые перемещения контролируются не только на основном оборудовании петель и трубопроводах ГЦК, но и на паропроводах ПГ и на соединительном трубопроводе (рис. 4, 5). Перемещения паропроводов носят индивидуальный характер и во многом зависят от процесса генерации пара.

У соединительного трубопровода системы компенсации давления зафиксированы микроперемещения, определяемые впрыском и включением нагревателей. Число ДОП также может быть оптимизировано, если привлечь к измерениям датчики перемещений гидромортизаторов на ПГ и ГЦНА.

СОССП, решая задачи обнаружения постороннего предмета, его локализацию, определения его массы, должна иметь не менее двадцати акселерометров (таблица 3) для ВВЭР-1000. Местом локализации постороннего предмета могут быть четыре «горячих» коллектора ПГ и днище корпуса РУ при стационарной работе РУ в номинальном режиме 100% мощности. При разогреве/расхолаживании, когда функционируют менее 4-х ГЦНА, так называемый противоток ТН пассивной петли может переместить посторонний предмет и в «холодный» коллектор ПГ. Успешная локализация проводится системой (СОССП), когда не менее трёх измери-

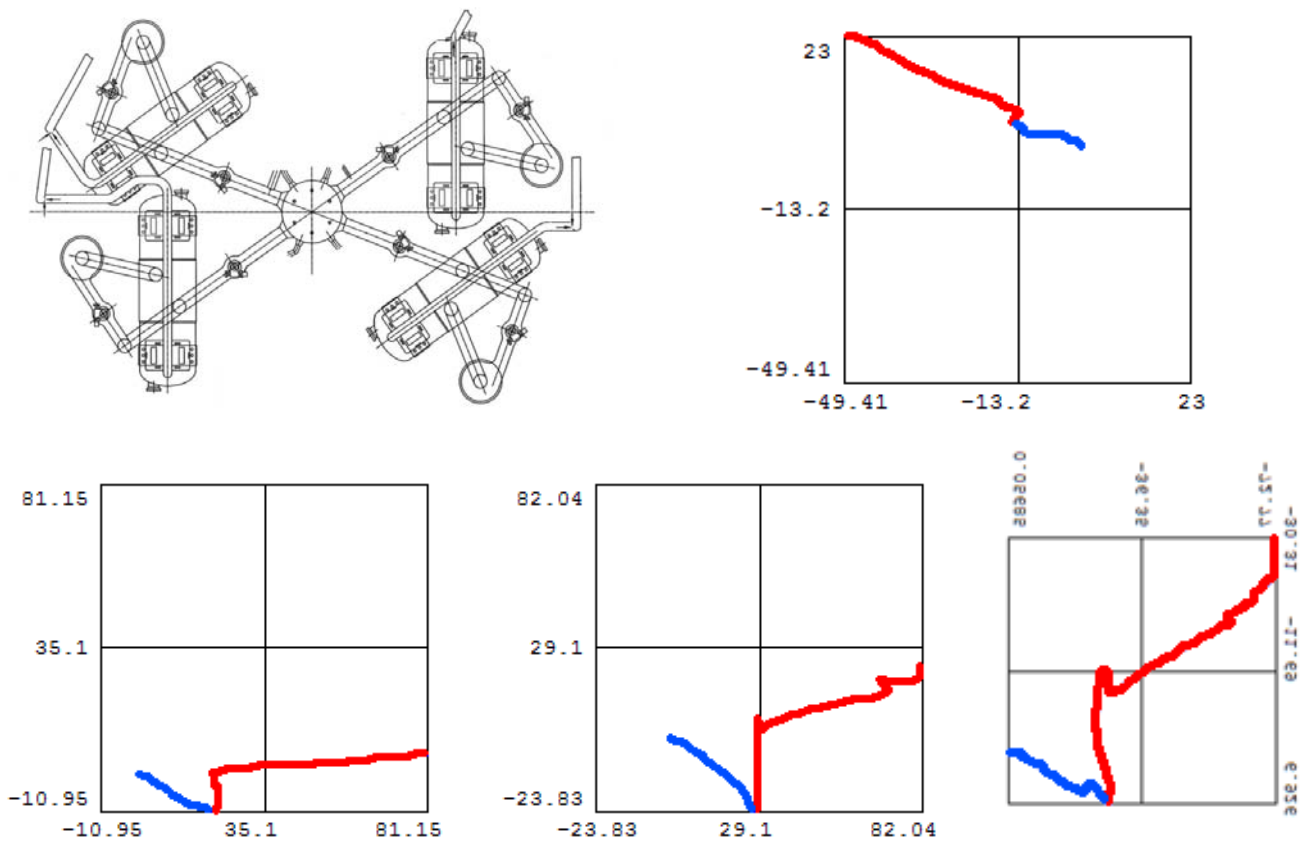


Рис. 4. Перемещения паропроводов при разогреве блока. (Красным цветом выделено перемещение при наличии пара в паропроводе).

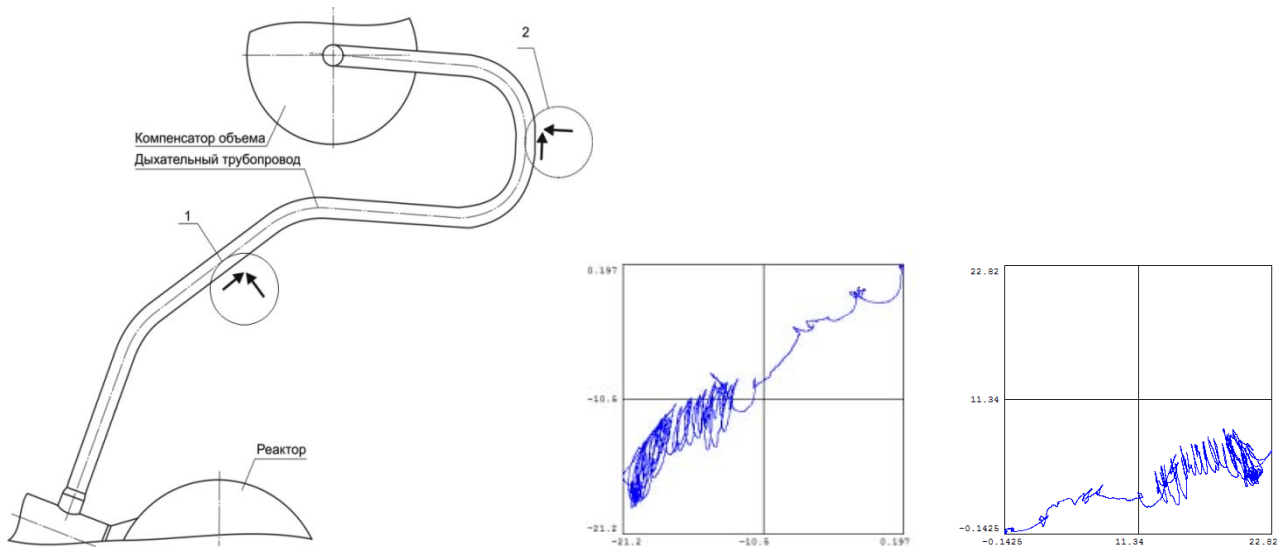


Рис. 5. Перемещения дыхательного трубопровода при разогреве блока и включении впрыска в КД.

тельных каналов зафиксировали ударное воздействие посторонним предметом.

Кроме того, как показывает практика, ГЦНА является потенциальным источником свободных предметов (рис. 6), поэтому следует контролировать корпусной акустический шум каждого ГЦНА.

**Таблица 3.** Минимально достаточное число датчиков СОСП для ВВЭР-1000

Расположение	Причина удара
4 шт. – вблизи корпуса РУ	<b>Предмет – на днище корпуса</b>
3x4 – на ПГ	- предмет в гор. коллекторе, - предмет в хол. коллекторе (противоток ТН на разогреве), - удар со стороны второго контура
4 шт. – на ГЦН	<b>ГЦН – основной источник освободившихся предметов</b>



**Рис. 6.** Посторонние предметы, обнаруженные СОСП на АЭС Тянь-Вань (слева) и АЭС Бушер (справа)

### Вывод

Модернизация существующей номенклатуры систем оперативной диагностики позволяет обеспечить требования новых федеральных НП.

### Литература

- 1 «Система оперативной диагностики РУ ВВЭР. Типовые технические требования ТТ1.1.8.16.1064-2015»
- 2 РД ЭО 0303-01 Системы оперативной диагностики оборудования и трубопроводов реакторных установок с ВВЭР. Основные положения
- 3 ТТ 1.5.4.01.002.0050-2011 Система контроля течи для реакторной установки ВВЭР-440/1000. Технические требования
- 4 ТТ 1.5.4.01.002.0052-2011 Система виброшумовой диагностики реакторных установок атомных электростанций с ВВЭР. Технические требования
- 5 ТТ 1.5.4.01.002.0054-2011 Система обнаружения свободных, слабозакрепленных и посторонних предметов в оборудовании и трубопроводах реакторных установок атомных электростанций с ВВЭР. Технические требования
- 6 РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 Руководство по применению концепции безопасности «течь перед разрушением» к трубопроводам действующих АЭУ
- 7 Аркадов Г.В., Павелко В.И., Усанов А.И. Виброшумовая диагностика ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 2004. 344 с.
- 8 Аркадов Г.В., Павелко В.И., Финкель Б.М. Системы диагностирования ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 2010. 391 с.
- 9 Аркадов Г.В., Павелко В.И., Слепов М.Т. Виброакустика в приложениях к реакторной установке ВВЭР-1200. М: Наука, 2018. 580 с. (в печати).
- 10 Аркадов Г.В., Павелко В.И., Усанов А.И. Разработка норм вибрации внутрикорпусных устройств реакторов ВВЭР-440 // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: сб. трудов IV Международной научно-технической конференции. Подольск, 2005. с. 62 – 65.
- 11 «Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения» (НП-096-15).
- 12 А.В. Богачев, В.Я. Беркович, Б.Н. Дранченко, В.П. Семишкин. Определение нагружающих факторов для расчета напряжений в САКОР применительно к проекту РУ АЭС-2006. 5-ая Международная научно-техническая конференция «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», г. Подольск. 29 мая–1 июня 2007 года.

## УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ВВЭР-1000 АЭС, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Богачев А.В., Беркович В.Я., Меркун А.В., Муравин Д.Б., Назорный А.О., Семишкин В.П., Шагов Е.В.  
АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС», г. Подольск, Россия.*

**Введение.** В настоящий момент разработаны и введены в действие федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения» (НП-096-15).

В программе управления ресурсом для элементов реакторной установки (РУ), отнесенным к 1, 2 и 3 классам безопасности, должны быть определены меры, направленные на предотвращение и ослабление эффектов старения, а также определены приемы, методы и периодичность контроля и диагностики технического состояния элементов, позволяющие своевременно выявлять эффекты старения до перехода элемента в предельное состояние. Рекомендации по определению механизмов старения компонентов и ресурсных характеристик даны в РБ 132-17 «Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик работающих под давлением оборудования и трубопроводов атомных

станций». Энергоблоки, находящиеся в эксплуатации и подлежащие продлению ресурса, имеют следующие проблемы, препятствующие управлению ресурсными характеристиками:

- металл оборудования РУ частично выработал свой ресурс, и необходимо количественно оценить величину накопленного повреждения;
- имеются начальные несовершенства (язвы, коррозия, случай повреждения с последующим ремонтом и т. д.);
- на энергоблоке имеется недостаточный объем современного контроля параметров эксплуатации, необходимых для полного расчета всех нагрузок на оборудование;
- необходимость контролировать напряженное состояние и остаточный ресурс зон повреждения во время эксплуатации (например, зону кармана коллектора ПГ).

### **1 Механизмы повреждения, контролируемые с использованием неразрушающего контроля**

1.1 Первая группа механизмов повреждения характеризуется возможностью определить ресурсную характеристику с использованием методов и средств разрушающего и неразрушающего контроля. Разрушающий контроль является экспериментальным методом определения характеристик материала с использованием образцов. НК является прямым физическим методом контроля физико-механических свойств материалов, так и выявления нарушения сплошности металла оборудования и трубопроводов РУ. Результаты предэксплуатационного и эксплуатационного разрушающего и неразрушающего контроля подразделяются на следующие группы:

- результаты разрушающих испытаний образцов-свидетелей;
- результаты неразрушающего контроля физико-механических свойств материалов;
- результаты контроля по выявлению поверхностных дефектов;
- результаты неразрушающего контроля по выявлению поверхностных дефектов на теплообменных трубках;
- результаты контроля по выявлению подповерхностных дефектов и дефектов на внутренних поверхностях, недоступных визуальному контролю;
- результаты дефектоскопии в зонах возможных коррозионных повреждений;
- результаты контроля изменения геометрических размеров.

Каждый из видов контроля позволяет отслеживать определенный механизм повреждения путем определения соответствующей ресурсной характеристики.

1.2 Ресурсной характеристикой при радиационном охрупчивании является сдвиг критической температуры хрупкости металла сварных соединений и основного металла вследствие радиационного охрупчивания, который определяется путем расчета по накопленному флюенсу на корпусе реактора. Для подтверждения расчетных величин должны применяться разрушающие методы контроля хрупких свойств на образцах-свидетелях. Требуется показать, что хрупкие свойства материала сварных соединений корпуса реактора при данном механизме повреждения не выйдут за пределы, установленные в расчете на СХР на конец срока эксплуатации. Для основного металла оборудования и трубопроводов РУ работающих при температуре выше

280 °С свойственно температурное старение, а при накоплении усталостного повреждения реализуется и деформационное старение. Ресурсной характеристикой является сдвиг критической температуры хрупкости металла сварных соединений и основного металла вследствие температурного и деформационного старения. Для определения ресурсной характеристики должны применяться разрушающие методы контроля хрупких свойств на образцах. Требуется показать, что хрупкие свойства материала сварных соединений корпуса реактора при данном механизме повреждения не выйдут за пределы, установленные в расчете на СХР на конец срока эксплуатации. По результатам обработки разрушающих испытаний образцов-свидетелей и прогноза устанавливается ресурсная характеристика, а путем ее сравнения с допустимой величиной определяется остаточный ресурс.

1.3 Ресурсными характеристиками изменения физико-механических свойств материалов являются предел прочности, предел текучести, коэффициент поперечного сужения и другие (при необходимости) величины, используемые в расчетах на статическую, циклическую и вязкую прочность. Результаты неразрушающего контроля физико-механических свойств материалов должны подтверждать превышение измеренных свойств над свойствами, использованными в расчетах на прочность.

1.4 Механические повреждения (смятие, деформация, истирание и т.д.) свойственны разъемным соединениям, когда на контактных поверхностях и поверхностях уплотнительных канавок образуются вмятины, царапины и т.д. Это создает проблемы с уплотнением разъемных соединений. Основным способом поддержания ресурсных характеристик является техническое обслуживание и ремонт. При назначении и проведении ТОиР должен быть учтен опыт предыдущей эксплуатации и выполнения ТОиР.

1.5 Такой механизм повреждения как локальная коррозия проявляется на АЭС с ВВЭР как коррозионное повреждение теплообменных труб. Помимо этого, язвы обнаруживались на карманах коллекторов ПГ, как горячих, так и холодных. Ресурсной характеристикой являются геометрические размеры, такие как длина, ширина и глубина язвенной коррозии. Путем расчета на прочность определяются допустимые размеры локальной коррозии, выявляемые с использованием вихревого контроля для теплообменных труб. Основным способом поддержания ресурсных характеристик всего пучка теплообменных труб является глушение трубок с недопустимой глубиной коррозионных язв.

1.6 Недопустимое изменение геометрических размеров свойственно таким элементам энергоблока с ВВЭР-1000 как ВКУ, находящимся под воздействием флюенса быстрых нейтронов. Ресурсными характеристиками являются геометрические размеры, наоборот изменение которых приводит к невозможности выполнения конструкцией своих функций. Ресурсные характеристики определяются по результатам контроля изменения геометрических размеров. Основными параметрами, которые изменяются в процессе эксплуатации, и которые можно непосредственно контролировать, являются фактическая геометрия выгородки и повреждающая доза за срок эксплуатации, значение которой пропорционально флюенсу быстрых нейтронов. По результатам расчетов прочности может быть определено предельно допустимое значение повреждающей дозы в ВКУ, превышение которого приводит к

невыполнению критериев по допустимому формоизменению выгородки. Именно это предельно допустимое значение повреждающей дозы можно рассматривать в качестве граничного значения параметра, достижение которого условно означает, что ресурс ВКУ реактора исчерпан. Разница между текущим и предельно допустимым значениями параметра (повреждающая доза) характеризует остаточный ресурс ВКУ.

1.7 Результаты ультразвукового метода контроля по выявлению подповерхностных дефектов и дефектов на внутренних поверхностях, недоступных визуальному контролю, оцениваются в соответствии с действующими НП-084-15. Если в результате контроля выявляются недопустимые дефекты, то принимается решение об их ремонте или допуску в эксплуатации по отдельному техническому решению с проведением расчетного обоснования.

В случае проведения ремонта и устранения дефекта сварное соединение в дальнейшей эксплуатации считается бездефектным.

Для дефектов, допущенных в эксплуатацию, ресурсной характеристикой является рост дефекта до размеров критического дефекта, определенного по результатам расчета на СХР и вязкой прочности. В этом случае путем расчета усталостного роста дефектов до предельного состояния можно оптимизировать частоту проведения НК. В качестве начальных будут использоваться размеры дефекта, консервативно схематизированные по результатам экспертного АУЗК [1], для остальных сварных соединений - постулированные дефекты с размерами, определяемыми по [2].

## **2 Механизмы повреждения, контролируемые с использованием мониторинга нагружения**

2.1 К следующей группе механизмов повреждения следует отнести механизмы, которые реализуются в зависимости от величины нагрузок на оборудование и трубопроводы РУ. В этом случае для зон проявления данных механизмов повреждения необходимо вести мониторинг нагружения с целью расчета ресурсных характеристик. В этом случае необходимо определять следующие ресурсные характеристики.

2.2 Для учета механизма повреждения накопления пластических деформаций ресурсной характеристикой является накопленное значение пластических деформаций металла оборудования. Расчет проводится только в случае нарушений условий статической прочности по категориям напряжений ( $\sigma_{\text{РК}}$  и  $\sigma_{\text{RV}}$ ). Предельное состояние статической прочности по категориям напряжений регламентируется нормативными документами [1]. Размах приведенных напряжений ( $\sigma_{\text{РК}}$  и  $\sigma_{\text{RV}}$ ) определяется по составляющим общих и местных мембранных, общих и местных изгибных и общих температурных напряжений.

2.3 Для учета механизма повреждения малоциклового усталости ресурсной характеристикой является величина накопленного усталостного повреждения. Данный механизм повреждения реализуется в контрольных точках с концентрацией напряжений и конструктивных несплошностей или в зонах повышенной нагруженности от механических и температурных нагрузок. Предельное состояние регламентируется [1]. Расчет проводится по местным приведенным напряжениям с учетом влияния среды. Прямых физических нормативных методов контроля величины накопленного усталостного повреждения не существует, поэтому должны использоваться

расчетные методы. Местные приведенные напряжения ( $\sigma_{\text{r}}$ ) определяется по составляющим общих и местных мембранных, общих и местных изгибных и общих и местных температурных напряжений с учетом концентрации напряжений.

2.4 Для учета механизма повреждения изменения структуры материала ресурсной характеристикой являются размеры несплошности в процессе усталостного роста. В процессе изготовления и монтажа оборудования и трубопроводов РУ могут образовываться несплошности в сварных соединениях. Сварные соединения являются обычно менее нагруженными, чем зоны концентрации напряжений для одного узла и поэтому скорость накопления усталостного повреждения в них ниже. Однако в случае наличия в них начальной дефектности остаточный ресурс может оказаться меньше по механизму усталостного роста уже имеющегося дефекта. Ресурсной характеристикой в этом случае является циклический рост начального дефекта до предельного состояния, которое определяется по критерию размеров допустимых размеров дефектов, которые определяются по результатам расчетов локальной пластической неустойчивости, вязкой и хрупкой прочности. Должен быть организован расчет усталостного роста дефектов с оценкой запасов до достижения предельных состояний на сварных соединениях и оценкой остаточного ресурса. Расчет усталостного роста дефектов проводится по эквивалентным напряжениям, приведенным к равномерным, которые в свою очередь рассчитываются по профилю изменения местных напряжений, нормальных к сечению дефекта.

2.5 Многоцикловая усталость как механизм повреждения реализуется в зонах повышенной нагруженности от вибрационных нагрузок или возникновения гидроударов. Особое внимание должно быть уделено трубопроводам малого диаметра, для которых должны быть рассчитаны собственные частоты. Ресурсной характеристикой в этом случае является накопление усталостного повреждения с учетом вибронпряжений, где на малоцикловое нагружение накладывается высокочастотное нагружение. Методика расчета и предельное состояние регламентируется нормативными документами [1].

2.6 Зонной коррозионного повреждения по механизму замедленного деформационного коррозионного растрескивания (ЗДКР) на энергоблоках проекта с РУ В-320 является карман коллектора ПГ. На основании металлографических исследований, проведенных по результатам разрушения в данной зоне, сделан вывод, что такое разрушение возможно при совместном действии трех факторов: замедленного деформирования (для ВВЭР-1000 такие режимы как разогрев-расхолаживание), воздействия агрессивной коррозионной среды (в кармане коллектора присутствует шлам) и температуры более 170 °С (рабочая температура - 280 °С). В этих условиях происходит снижение сопротивления циклическим нагрузкам стали 10ГН2МФА. Одним из способов исключить ЗДКР является поддержание щелочного режима в кармане коллектора. Однако, исходя из опыта эксплуатации это не всегда возможно, и становится очевидным присутствие двух факторов из трех - температуры и коррозионной кислой среды. Все это указывает на необходимость диагностики нагруженности зоны сварного соединения коллектора с патрубком ПГ в процессе эксплуатации. В этом случае необходимо рассчитать уровень местных приведенных напряже-

ний в зонах максимальной концентрации напряжений с учетом всех нагрузок и проводить компенсирующие мероприятия при значительном отличии напряжений от проектных [3].

2.7 Расчет низкочастотных местных напряжений в контрольных точках проводится с использованием базы функциональных зависимостей напряжений от нагружающих факторов. Под нагружающими факторами понимаются давления, температуры, температурные моменты и перемещения оборудования в различных зонах РУ. Общая формула зависимости напряжений от нагружающих факторов [4] учитывает нагружающие факторы от давлений первого и второго контуров, температурной компенсации трубопроводов, перемещения оборудования РУ, термопульсаций и стратификации теплоносителя в переходных и аварийных режимах, и представима в виде:

$$\sigma = G + A_1 \cdot p_1 + A_2 \cdot p_2 + \sum_{i=1}^I B_i \cdot T_i^{cp} + \sum_{j=1}^J S_j \cdot u_j + \sum_{n=1}^N D_n \cdot M_n^{cp} + \sum_{k=1}^K (C_k \cdot T_k + \int_{t-\Delta t}^t \sigma_k(t-\tau) \cdot \frac{\partial T_k(\tau)}{\partial \tau} \cdot d\tau) \quad (1)$$

где  $G, A_1, A_2, B_i, S_j, D_n, C_k$  - определяющие коэффициенты, т.е. некий набор констант, индивидуальный для каждой контрольной точки;  $p_1, p_2$  - давления первого и второго контуров;  $u_j(t)$  - компоненты вектора перемещений в некоторых точках;  $T_i^{cp}, M_n^{cp}(t)$  - интегральные температуры и температурные моменты;  $T_k(\tau)$  - температуры теплоносителя, омывающего поверхности узла;  $\sigma_k(t)$  - базовая функция интеграла Дюамеля;  $t$  и  $\Delta t$  - текущее время и характерное время выхода напряжений на стационарный режим;  $I$  - количество участков с различными температурами;  $J$  - количество направлений перемещения;  $N$  - количество участков с возможной стратификацией теплоносителя;  $K$  - количество поверхностей узла, омываемых теплоносителем с различными температурами. Первая строка формулы (1) отвечает за размахи приведенных напряжений ( $\sigma_{RK}$ ) и ( $\sigma_{RV}$ ). Интеграл Дюамеля (вторая строка формулы (1)), входящий в структуру аппроксимирующей функции, отражает изменение в контрольных точках местных температурных напряжений при переходных режимах с изменением температуры теплоносителя. Детально вывод данной формулы и ее обоснование приведены в [3]. Для определения местных напряжений, нормальных к сечению дефекта, коэффициенты в формуле (1) рассчитываются в нескольких точках сечения и по ним рассчитываются эквивалентные напряжения  $\sigma_{eq}$ , приведенные к равномерным.

### 3 Нагрузки на оборудование и трубопроводы РУ

3.1 В процессе эксплуатации энергоблока на оборудование РУ могут воздействовать нагрузки, не предусмотренные в проекте. К данным нагрузкам в первую очередь следует отнести непроектное перемещение оборудования РУ, термопульсации и стратификация теплоносителя, вибрация во всех эксплуатационных режимах. Следовательно, в рамках управления ресурсом необходимо на ранней стадии выявить повышенные нагрузки на оборудование, предварительно разработав критерии повышенной нагруженности, принять меры по устранению данного воздействия с оценкой величины вклада данного воздействия в повреждение оборудования и трубопроводов.

Для получения достоверных результатов по эксплуатационным нагрузкам необходимо выявить все возможные нагружающие факторы и разработать методы их определения по показаниям датчиков.

В качестве квазистатических должны рассчитываться нагрузки от давлений первого и второго контуров, температурная компенсация трубопроводов в условиях реального перемещения оборудования и стратификации теплоносителя, термопульсации и термоударов теплоносителя во всех эксплуатационных режимах. Помимо этого должны быть выявлены зоны возникновения вибрации

3.2 Для контрольных точек в зонах смешения теплоносителей с различной температурой, для контроля термопульсаций и стратификации теплоносителя предусматриваются дополнительные поверхностные термометры сопротивления, устанавливаемые по сечению трубопровода на съемных креплениях в виде хомутов. Разработана специализированная конструкция хомута для исключения возможности провисания (неплотного контакта с трубопроводом) и закусывания разъемных элементов. Хомут выполнен в подпружиненном варианте, чтобы обеспечивать температурную компенсацию от термоударов во время эксплуатации при разнице температур между хомутом и трубой не менее выявленных по опыту эксплуатации. Величина температурной компенсации подтверждена расчетом. Предусматривается выставление первоначальных усилий затяга в холодном состоянии. Материалы хомутов выбраны с целью уменьшения различия в коэффициентах температурного расширения с трубопроводами, на которые они устанавливаются. Для проекта В-320 должны быть измерены температуры наружной поверхности следующих трубопроводов:

- впрыска перед патрубком КД в верхней и нижней точках сечения, °С;
- соединительного трубопровода на горизонтальном участке, ближайшем к КД, в верхней и нижней точке сечения, °С;
- соединительного трубопровода под КД и у ГЦТ, °С;
- питательной воды в верхней и нижней точке перед патрубком ПГ № 1-4, °С;
- подпитки перед патрубком подпитки на ГЦТ № 1-4, °С.

Эти же термометры сопротивления, установленные в верхней и нижней точках сечения трубопроводов, позволяют контролировать стратификацию теплоносителя. На ГЦТ вопрос контроля стратификации теплоносителя в аварийных режимах при отключенных ГЦН решен с использованием имеющихся штатных термопар и термометров сопротивления погружного типа, сигналы с которых передается от ИВС и СВРК. Контроль величины стратификации теплоносителя или рабочей среды нужен по следующим трубопроводам:

- горячие и холодные нитки ГЦТ 1-4;
- соединительный трубопровод и патрубок впрыска в КД;
- трубопроводы питательной воды перед ПГ 1-4.

3.3 Термоудары от подачи холодного теплоносителя могут возникать только в аварийных ситуациях. Проанализированы сценарии протекания аварийных режимов и предусмотрены средства контроля максимальных величин термоударов в процессе эксплуатации, а также предусмотрены меры по их фиксации в случае прохождения аварийного режима. В следующих патрубках оборудования и трубопроводов РУ В-320 необходимо опре-

делять расходы теплоносителя, что позволяет отследить и зафиксировать реализованный термоудар:

- патрубок аварийной питательной воды ПГ 1-4;
- патрубок аварийного и планового расхолаживания на горячей и холодной нитках ГЦТ 1;
- патрубок САОЗ 1-4 на корпусе реактора;
- патрубок аварийного ввода бора в холодную нитку петли ГЦТ 1,3,4.

3.4 Выявление «on-line» непроектных перемещений по критерию нагруженности производится с использованием датчиков линейного перемещения (ДЛП) на оборудовании. Для проекта В-320 на поверхности ПГ установлены по восемь гидроамортизаторов (ГА) в два ряда по высоте, на каждом из которых имеется по одному ДЛП, измеряющему перемещение в направлении оси ГА. Это создает избыточность показаний датчиков линейного перемещения для расчета перемещений корпусов ПГ 1-4, для которого нужно 4 датчика, что значительно повышает надежность функции расчета перемещений. Узел крепления датчика на ГА выполнен в варианте, защищающем шток датчика от воздействия человека и выдерживающий весовую нагрузку более 100 кг. Для проектов РУ, где количество ГА менее 8, оптимально использование датчиков относительного перемещения (ДОП), устанавливаемых на опорах ПГ и ГЦН в составе других диагностических систем. Совместная обработка показаний ДЛП и ДОП позволяет существенно повысить надежность измерений перемещений контура теплоносителя.

Для того чтобы контролировать нагрузки в ГЦТ необходимо определить краевые условия, которыми являются перемещения в горизонтальной плоскости и угол поворота вокруг своей оси горячей и холодной патрубка ГЦТ на ПГ. В качестве критериальных параметров, определяющих напряжения в горячей нитки ГЦТ, взяты перемещение поперек оси горячей нитки ГЦТ, угол поворота горячей патрубка ГЦТ на ПГ и перемещение вдоль оси горячей нитки ГЦТ без учета ее температурного удлинения. Расчет проводится в соответствии с методикой, изложенной в [6]. В дополнение к методике разработаны алгоритмы учета нелинейности расчета, связанной с большими углами поворота ГА, которые для РУ В-320 могут составлять до 3 мм бокового отклонения от оси ГЦТ. Дополнительно с целью повышения надежности расчет ведется по двум рядам ГА и дополнен функциями проверки достоверности полученных результатов и оценки погрешности. Также проводится проверка правильности расчета по перемещениям ГЦН, которые рассчитываются по пяти ДЛП на ГА каждого из ГЦН. При расчете температурного удлинения горячей и холодной нитки ГЦТ средняя температура металла трубопровода рассчитывается с использованием интеграла Дюамеля, что позволяет в режимах с быстрым изменением температуры теплоносителя в ГЦТ (более 0,04 °С/с) отслеживать процесс запаздывания прогрева металла. Пример «on-line» расчета критериальных параметров и отображения их на видеокдрах приведен в [7].

Высокая степень надежности наблюдается только на энергоблоках с полноценной системой контроля ГА, оснащенной современными бесконтактными (индуктивными) датчиками, современной вторичной аппаратурой и программным обеспечением, с наработкой на отказ 50000 часов и отсутствием в гермообъеме производниковых элементов системы, что в разы увеличивает срок службы измерительных каналов.

На энергоблоках, на которых реализована схема с приемом информации штатными средствами АСУ ТП системы контроля и управления нормальной эксплуатации и передачей информации в СВБУ, наблюдается обратная картина. Такая схема требует обязательного применения морально устаревшего потенциометрического контактного датчика, так как сигнал от индуктивного датчика не может быть принят штатными средствами вторичной аппаратуры. При этом полностью отсутствуют технические требования к надежности выполнения функций для всей системы.

3.5 В период разогрева-расхолаживания РУ для контроля термомеханической нагруженности зоны кармана коллектора оценивают величину расхождения между перемещениями горячей патрубка приварки ГЦТ к ПГ и свободным удлинением горячей нитки ГЦТ, вызванным ее температурным расширением и давлением первого контура, поскольку узел приварки является сопрягающим элементом между ПГ и ГЦТ. Допустимый уровень напряжений от реальных перемещений ПГ обеспечивается в случае соблюдения следующих критериев:

- продольное «подщемление» вдоль оси горячей нитки ГЦТ не более 3 мм;
- перемещение горячей патрубка ПГ поперек оси ГЦТ не более 10 мм;
- угол поворота ПГ относительно вертикальной оси не более  $2 \cdot 10^{-3}$  рад.

Дополнительно контролируется разность температуры металла нижней образующей ПГ и температуры металла патрубка приварки коллектора к ПГ, которая не должна превышать 30 °С. Температура металла нижней образующей ПГ измеряется штатно поверхностным термометром сопротивления. Для измерения температуры металла патрубка приварки коллектора к ПГ требуется установка на хомутах на наружную поверхность патрубка двух дополнительных поверхностных датчиков термоконтроля.

3.6 Объектом контроля вибрационного нагружения являются трубопроводы, примыкающие к ГЦТ (до первой отсечной арматуры), и трубопроводы впрыска в КД. Необходимо обеспечить контроль амплитуд и частот вибрационного нагружения. Для их контроля установлены восемь вибропреобразователей пьезоэлектрических на ГЦТ (по одному на каждом участке ПГ-ГЦН-реактор), и предусмотрена установка двух вибропреобразователей пьезоэлектрических на трубопроводе впрыска возле врезок байпасов и трубопровода тонкого впрыска. По два ДОП установлено на каждом ГЦН 1-4, которые позволяют отслеживать возникновение повышенной вибрации из-за неправильной работы опорной системы ГЦН.

#### 4 Расчет ресурсных характеристик по нагрузкам

4.1 Контролируемой ресурсной характеристикой для недопустимой пластической деформации является накопленное значение пластических деформаций металла оборудования. Расчет проводится только в случае нарушений условий статической прочности. Контроль напряженного состояния и проверка условий статической прочности можно осуществить путем расчета напряжений по категориям  $(\sigma)_{RK}$  и  $(\sigma)_{RV}$  по нагрузкам на оборудование и трубопроводы в процессе эксплуатации. В процессе эксплуатации предусмотрен контроль размахов общих напряжений, включая общие температурные напряжения, с учетом реальных перемещений ПГ



и стратификации теплоносителя и рабочих сред. Проверяется соответствие критериям по категориям напряжений  $(\sigma)_{RK}$  и  $(\sigma)_{RV}$  в соответствии с требованиями [1]. При превышении допустимых нормативами пределов необходимо переходить к расчету накопленной пластической деформации. Проверку величины размахов предлагается вести для следующих контрольных зон:

- сварные соединения патрубков САОЗ 1-4 на реакторе с трубопроводом САОЗ;
- сварные соединения горячей нитки ГЦТ 1-4 с реактором и ПГ 1-4;
- сварные соединения соединительного трубопровода с патрубком ГЦТ и КД;
- сварные соединения патрубка питательной воды и пара ПГ 1-4 с трубопроводом питательной воды и пара соответственно;
- карманы коллекторов на горячей трубке ПГ 1-4 (точки на оси и точка на перпендикуляре к оси ГЦТ, расположенные ближе к центру ПГ);
- патрубок питательной воды ПГ 1-4 (патрубок и карман, верх и низ).

4.2 Контроль накопления усталостного повреждения проводится по местным приведенным напряжениям в контрольных точках, которые выбраны на оборудовании и трубопроводах РУ в соответствии с критерием максимальных напряжений с учетом концентрации напряжений и наибольшей эксплуатационной нагруженностью.

В первую очередь выбираются точки с максимальной проектной повреждаемостью на корпусном оборудовании РУ, входящем в контур теплоносителя (реактор с крышкой, КД, ПГ). В данных контрольных точках на ресурсные характеристики оказывают влияние параметры теплоносителя в оборудовании (давление и температура), измерение которых проводится прямым физическим методом, и главной задачей является обеспечение надежного (дублированного) измерения этих параметров. Это обеспечено установкой нескольких физически независимых каналов измерений.

Далее выбираются контрольные точки в узлах смешения теплоносителей с различной температурой, в которых могут возникнуть термоудары, термопульсации и стратификации, а также контрольные точки, на которые могут оказывать влияние непроектные перемещения оборудования, и в случае их воздействия накопленное усталостное повреждение может иметь ускоренный рост. К этим точкам относятся врезки в оборудование и трубопроводы РУ вспомогательных систем, соединительный трубопровод. Во всех контрольных точках проводится расчет напряжений по реальным нагрузкам, рассчитанным по параметрам эксплуатации, включая расчет местных температурных напряжений [8]. Расчет накопления усталостного повреждения, в том числе с учетом влияния среды, проводится в соответствии с [1]. Восстановление накопленного повреждения за предыдущий период эксплуатации при отсутствии электронной базы данных необходимо выполнить по перечню проектных режимов, прошедших на энергоблоке до момента начала мониторинга ресурсных характеристик.

4.3 Если по результатам эксплуатационного контроля отсутствуют сварные соединения трубопроводов РУ с обнаруженными индикациями, с размерами выше допустимых, то контроль усталостного роста дефектов проводится в сварных соединениях ГЦТ и СТ, наиболее нагруженных в процессе эксплуатации, а также имею-

щих наибольшую максимальную расчетную нагрузку. Также постулированы дефекты для всех сварных соединений патрубков ПГ с трубопроводами питательной воды и пара, а также для ГЦТ со вспомогательными трубопроводами. Размеры постулируемых дефектов выбираются по нижней границе чувствительности систем неразрушающего контроля. Подповерхностные постулируемые дефекты расположены под наплавкой. Для данных постулируемых дефектов предусмотрен расчет усталостного роста с учетом реальных нагрузок на трубопроводы и патрубки с проверкой предельных состояний по критериям вязкой и хрупкой прочности. Размеры допустимых дефектов выбраны в результате проектных расчетов на прочность в соответствии с требованиями [2]. Полученные размеры постулированных дефектов после расчета усталостного роста по реальному нагружению должны быть сравнены с размерами допустимых дефектов. При превышении хотя бы одного из размеров постулированного дефекта над допустимым, необходимо провести мероприятия по управлению ресурсными характеристиками.

4.4 Предусмотрено применение в ПО СКВ функции спектрального анализа по показаниям всех вибропреобразователей пьезо-электрических для расчета амплитуд и частот вибрации трубопроводов, сравнение частот колебаний с собственными частотами присоединяемых к ГЦТ трубопроводов и малых трубопроводов впрыска, а также передачу частот в СОБД для расчета накопления усталостного повреждения с учетом вибрации трубопроводов. Проанализирован опыт эксплуатации систем контроля вибрации, а также имеющиеся данные по пуско-наладочным измерениям. К зонам потенциально высокой вибрации относятся следующие сварные соединения:

- трубопроводов с патрубками подпитки ГЦТ 1-4, планового и аварийного расхолаживания ГЦТ 1, аварийного ввода бора в холодную нитку ГЦТ 1,3,4;
- трубопровода впрыска 133x14 мм с тройником 219x20 мм;
- приварки трубопроводов Ду-10 к ГЦТ и к трубопроводу впрыска.

Для этих зон должна быть разработана методика определения вибронапряжений в контрольных точках по значениям амплитуд и частот, получаемых обработкой данных измерений датчиками вибрации. В случае если предельные значения амплитуд и частот вибрационного нагружения превысят допустимые значения, необходимо организовать расчет многоциклового усталости путем ее наложения на малоцикловую усталость.

4.5 Контроль ресурсных характеристик в условиях ЗДКР производится по критерию накопления усталостного повреждения в условиях снижения циклической прочности в случае превышения критерия нагруженности, установленного для зоны кармана горячего коллектора ПГ 1-4. В этом случае необходимо проводить расчет накопленного усталостного повреждения по кривой циклической прочности при снижении сопротивления циклическим нагрузкам стали 10ГН2МФА [9].

## 5 Базы данных для управления ресурсом

5.1 Должны вестись обновляемые базы данных по термопульсациям, термоударам, максимальным значениям стратификации теплоносителя, максимальным значениям критериальных параметров перемещений, максимальным замеренным амплитудам вибраций и соответствующим им частотам.

5.2 База данных по максимальной расчетной нагрузке (МРН) изначально заполняется на основе анализа проектных расчетов на статическую и хрупкую прочность, а также расчетов в обоснование концепции ТПР. МРН для условий вязкой прочности уточняется по размахам приведенных напряжений, включая напряжения от стратификации и непроектных перемещений, максимум которых был зафиксирован на данном энергоблоке. МРН для условий хрупкой прочности уточняется по результатам сравнения коэффициентов интенсивности напряжений при допустимых размерах трещин в проектом и реальном режимах.

5.3 База данных по имеющейся или постулированной дефектности в сварных соединениях трубопроводов формируется по результатам имеющихся данных и корректируется по результатам неразрушающего контроля. В базу данных заносятся геометрия трубопроводов и линейные размеры дефектов (глубина, длина) совместно с допустимыми размерами из расчетов прочности, а также константы  $C_0$ ,  $m$  в уравнении Париса. Геометрические характеристики сечения трубопровода ( $R$  - радиус,  $s$  - толщина) выбираются в соответствии с конструкторской документацией, с учетом разделки кромок под сварку. Константы в уравнении Париса уточняются по результатам разрушающего контроля на образцах свидетелей.

5.4 База данных физико-механическим свойствам материалов с учетом их зависимости от температуры для каждой контрольной точки используется при проведении расчета накопленного повреждения. В качестве исходных значений используются гарантированные минимальные свойства материалов на данную сталь. Физико-механические свойства материалов уточняются по результатам неразрушающего контроля на оборудовании и трубопроводах и также заносятся в базу данных. Сдвиг критической температуры хрупкости вносится в базу данных по результатам расчетов на хрупкую прочность и уточняется по результатам разрушающего контроля на образцах-свидетелях.

5.5 Должны вестись базы данных по следующим ресурсным характеристикам: размахам напряжений по категориям  $(\sigma)_{RK}$  и  $(\sigma)_{RV}$ , величинам накопленного усталостного повреждения, размерам дефектов после усталостного роста дефектов, накопленному усталостному повреждению с учетом вибрации, усталостному повреждению при ЗДКР.

### Выводы:

1 При разработке программы дооснащения энергоблоков средствами диагностики и, прежде всего датчиками, основной задачей является минимизация вновь устанавливаемых технических средств при выполнении требований нормативных документов по контролю всех ресурсных характеристик.

2 При разработке технических требований на модернизацию средств диагностики заложить требования, которые обеспечат персоналу АЭС удобство в обслуживании установленных датчиков при эксплуатации, а также обеспечат качество получаемой с них информации для полного и безотказного контроля нагрузок на оборудование РУ.

3 Оснастить средства диагностики программным обеспечением позволяющим:

- выявлять «on-line» непроектные перемещений, зоны возникновения термопульсации, термоударов, стратификации и вибрации, а также зон повышенных пластических деформаций во всех эксплуатационных режимах и своевременно сигнализировать персоналу АЭС о необходимости реализации компенсирующих мероприятий;
- автоматически выполнять расчет накопленного усталостного повреждения с учетом вибрации, усталостного роста дефектов, усталостного повреждения при ЗДКР;
- выявлять причины истощения ресурса оборудования и трубопроводов с использованием сервисных функций и разрабатывать компенсирующие мероприятия.

### Список литературы

#### (Endnotes)

1. РД ЭО 1.1.1.05.0330-2012. Руководство по расчету на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК, ВВЭР и ЭГП на стадии эксплуатации, включая эксплуатацию за пределами проектного срока службы.
2. РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 «Руководство по применению концепции безопасности течь перед разрушением к трубопроводам действующих АЭУ».
3. Контроль напряжений в зоне приварки коллектора к корпусу ПГВ-1000 в процессе эксплуатации. А.В. Богачев, д.т.н., В.Я. Беркович, Е.Ф. Зубцов, А.В. Меркун, Д.Б. Муравин, А.О. Нагорный, В.П. Семишкин, д.т.н. Сборник трудов 9-ой Российской конференции «Методы и программное обеспечение расчетов на прочность», 03-07 октября 2016 года, Краснодарский край.
4. А.В. Богачёв, М.Б. Бакиров, А. В. Воронков, Б. Н. Дранченко. Основные принципы построения системы автоматизированного контроля остаточного циклического ресурса для РУ с ВВЭР-1000. 2-ая Всероссийская научно-техническая конференция «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», г. Подольск. 19-23 ноября 2001 года.
5. Н.В. Шарый, В.П. Семишкин, В.А. Пиминов, Ю. Г. Драгунов, «Прочность основного оборудования и трубопроводов реакторных установок ВВЭР» М.: ИздАТ, 2004.
6. А.В. Богачев, В.Я. Беркович, Б.Н. Дранченко, В.П. Семишкин. Определение нагружающих факторов для расчета напряжений в САКОР применительно к проекту РУ АЭС-2006. 5-ая Международная научно-техническая конференция «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», г. Подольск. 29 мая – 1 июня 2007 года.
7. Расчет перемещений корпусов парогенераторов по датчикам, установленным на гидроамортизаторах парогенераторов. д.т.н. Богачев А.В., д.т.н. Шарый Н.В., Шагов Е.В., Нагорный А.О., Фризен Е.А. Тяжелое машиностроение, 2017. № 4 , с. 12–18.
8. Управление ресурсом с использованием САКОР в части температурных воздействий на оборудование и трубопроводы. 10-я международная научно-технической конференция «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», г. Подольск, Российская Федерация, 16-19 мая 2017 г., А.О. Нагорный, В.Я. Беркович, А.В. Богачев, А.В. Меркун, Д.Б. Муравин.
9. Stress corrosion cracking in steam generator SG 1000 under low-rate strain. A. Kazantsev, V.Lovchev, D. Gutsev, A. Zubchenko, S. Kharchenko. 22nd International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMiRT 22). San Francisco, USA, August 18-23, 2013.

# ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРЭВМ И CFD ПРОГРАММ ПРИ РЕШЕНИИ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Большухин М.А., Будников А.В., Рогожкин С.А., Свешников Д.Н.

АО «ОКБМ Африкантов», г.Н.Новгород

## Введение

Акционерное общество «Опытное Конструкторское Бюро Машиностроения имени И.И. Африкантова» является крупным научно-производственным центром с полным циклом разработки, изготовления и поставки реакторных установок (РУ) военного и коммерческого назначения, оборудования и систем для РУ и АЭС.

АО «ОКБМ Африкантов» - главный конструктор всех судовых реакторных установок для атомного ледокольного флота. Первый советский атомный ледокол (а/л) «Ленин» был введен в эксплуатацию в 1959 году. Всего по проектам ОКБМ изготовлено и успешно эксплуатировалось 20 реакторов на 10 судах. К 2021г российский флот должен пополниться серией универсальных а/л нового поколения. Для обеспечения возможности работы а/л в устьях сибирских рек к проекту РУ РИТМ-200 предъявлены повышенные требования по массогабаритным характеристикам. Для обеспечения данных требований в проекте РУ применена интегральная компоновка оборудования: парогенераторы располагаются непосредственно в корпусе реактора. Однако интегральная компоновка оборудования РУ приводит к ухудшенной ремонтпригодности. Поэтому для обеспечения «живучести» а/л, в случае возникновения межконтурной неплотности в парогенераторе (ПГ), в проекте РУ РИТМ-200 реализована возможность отглушения части поверхности ПГ, вышедшей из строя. Такое решение позволяет восстановить работоспособность ПГ и установки в целом, однако приводит к

появлению струй горячего теплоносителя, которые в случае неполного перемешивания в напорной камере РУ, могут привести к снижению показателей теплотехнической надежности активной зоны. Данные фактор требуют исследований для обоснования возможности дальнейшей надежной эксплуатации установки, определения ее допустимого уровня мощности.

Учитывая, что экспериментальное обоснование практически невозможно, поскольку для этого необходимо изготовление наземного стенда – прототипа, становится особенно актуальным применение для исследований и обоснований технологии компьютерного моделирования с использованием суперЭВМ.

Применительно к реакторам БН в докладе представлены краткие результаты расчетов в обоснование работоспособности наиболее нагруженных элементов реактора БН-600 при продлении его эксплуатации и реактора БН-800.

**Применение суперЭВМ для повышения технических и экономических характеристик РУ РИТМ-200 атомных ледоколов нового поколения.**

Обоснование возможности эксплуатации установки при отключении части теплообменной поверхности и определение допустимого уровня мощности установки выполнено по результатам анализа теплогидравлических процессов в основном контуре циркуляции РУ РИТМ-200 с использованием собственной технологии связки программ 1D-3D теплогидравлического расчета. Спецификой связки программ является возможность моделирования не отдельных участков, а всего основного контура циркуляции РУ (в 1D моделируются активная зона и ПГ, а в 3D – камеры реактора). Точность и работоспособность технологии для решения реальных прикладных задач большой размерности на СуперЭВМ подтверждена широким набором тестовых и верификационных расчетов.

В качестве примера выполненных расчетов на рисунке 1 представлено поле усредненной по времени температуры теплоносителя на входе в каналы активной зоны реактора на уровнях мощности 60 %Nном и 68 %Nном для режима глушения одного из четырех ПГ.

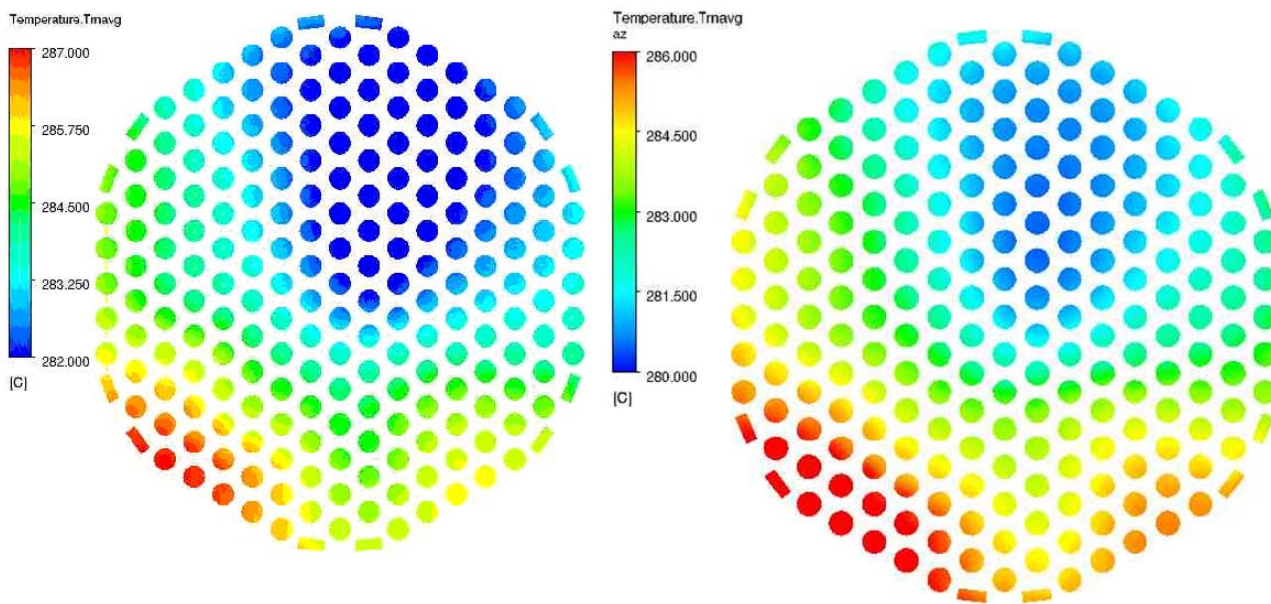


Рис. 1. Поле усредненной по времени температуры на входе в а.з. в режимах на уровнях мощности 60 %Nном (слева) и 68 %Nном (справа)

Из рисунка видно, что с увеличением мощности установки увеличивается перепад температуры на входе в каналы активной зоны на  $1^{\circ}\text{C}$ , а средняя температура уменьшается на  $1^{\circ}\text{C}$ . С учетом представленных неравномерностей по температуре теплоносителя на входе в ТВС теплотехнические условия работы ТВС не выходят за проектный диапазон.

### Обзор верификационных экспериментов.

Для подтверждения работоспособности и верификации технологии связанного 1D-3D теплогидравлического расчета выполнены экспериментальные исследования процессов смешения неизотермических потоков в моделях напорной камеры реактора.

Здесь необходимо отметить, что в ОКБМ уже накоплена представительная расчетная и экспериментальная база для верификации CFD на модельных задачах на основе экспериментов из базы ERCOFTAG, лаборатории Älvkarleby (Швейцария), собственной гидродинамической лаборатории, лаборатории реакторной гидродинамики НГТУ им. Алексея, ИМСС УРО РАН и др.

Однако данных модельных экспериментов недостаточно для обоснования корректности моделирования процессов смешения в камерах РУ, поскольку критерий Рейнольдса смешивающихся потоков в модельных экспериментах и РУ отличается  $\sim$  на 3 порядка. А вследствие увеличения критерия Рейнольдса и сложности геометрии описываемых конструкций существует требование увеличения размерности расчетной сетки. Поэтому необходимым следующим шагом в задаче верификации CFD программы применительно к описанию процессов смешения в камерах РУ является выбор и обоснование подходов к переносу результатов верификации с простых экспериментальных моделей на реальные конструкции.

Данные работы выполняются с использованием моделей напорной камеры. Одна из моделей установлена в гидродинамической лаборатории «АО ОКБМ Африкантов», а другая – в лаборатории реакторной гидродинамики НГТУ им. Алексея. Отличие моделей заключается в организации подвода смешивающихся потоков, диаметре камеры смешения (в ОКБМ – ДУ200 и ДУ300), а в НГТУ – ДУ400, а также в методах реги-

страции параметров смешивающихся потоков: в ОКБМ для этого применяются термопары и тепловизор, а в НГТУ – метод измерения концентрации примеси. В экспериментах исследуются несимметричные режимы работы, имитирующие отключение части теплообменной поверхности парогенератора. Для этого в экспериментальную модель по одному из патрубков подается поток, отличающийся от основного температурой, или избыточной концентрацией растворенной примеси. Исследование процессов смешения проводится в опускном участке модели и на входе в имитацию активной зоны реактора с помощью тепловизора, термопар и стержневых кондуктометрических датчиков.

Краткие результаты экспериментов в сравнении с расчетом на модели напорной камеры реактора ОКБМ представлены на рисунке 3. В экспериментах анализируется идентичность протекания процессов смешения при изменении критерия Рейнольдса за счет изменения расхода, температуры потока и характерного размера.



Модель напорной камеры реактора, установленная в АО «ОКБМ Африкантов»

Модель напорной камеры реактора, установленная в НГТУ им. Р.Е. Алексея

Рис. 2. Модели напорной камеры реактора для проведения исследований процессов смешения потоков

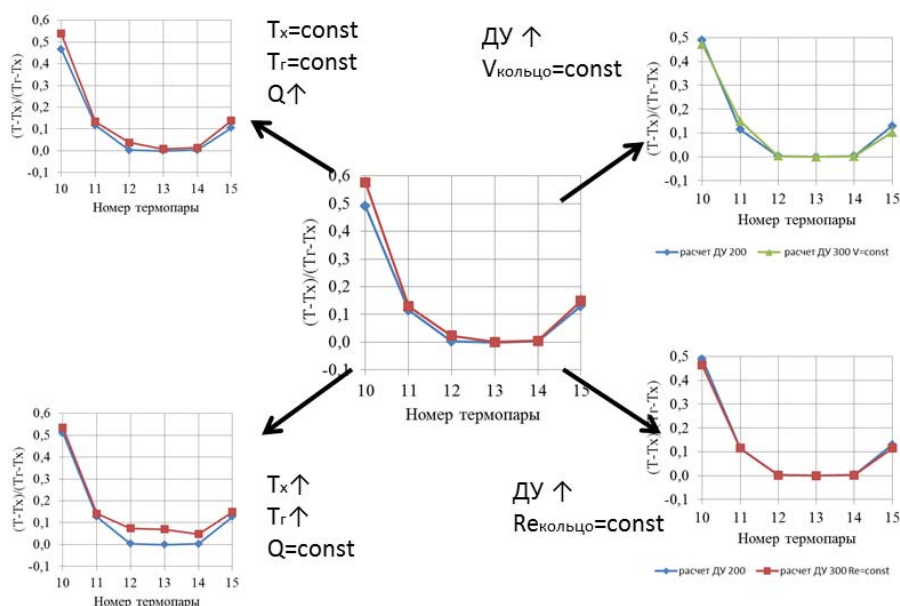


Рис. 3. Сравнение результатов эксперимента и расчета на модели напорной камеры реактора ОКБМ

Анализ представленных результатов экспериментов позволяет сделать предварительные выводы об идентичности протекания процессов смешения вне зависимости от изменения критерия Рейнольдса потока или диаметра камеры смешения модели. Причем необходимо отметить, что в расчетах, моделирующих эксперимент, используется сетка с одинаковым количеством

элементов по ширине опускного участка канала (для моделей ДУ 200 и ДУ300).

Идентичности протекания процессов смешения вне зависимости от изменения критерия Рейнольдса потока наблюдается и на модели напорной камеры НГТУ им. Алексева. Краткие результаты данных экспериментов в сравнении с расчетом представлены на рисунке 4.

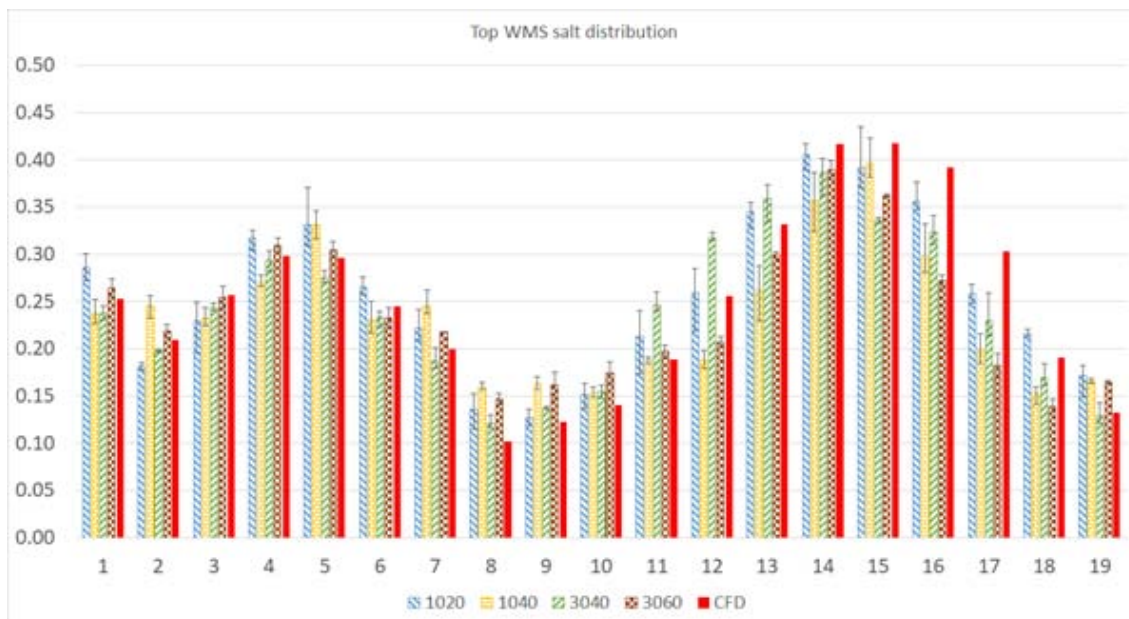


Рис. 4. Сравнение результатов эксперимента и расчета модели напорной камеры реактора НГТУ

Дополнительно в эксперименте обнаружено явление закрутки потока относительно патрубка, подающего поток с примесью, рисунок 5.

Для верификации технологии оценки ресурсных характеристик оборудования, функционирующего в условиях постоянно действующих термоциклических нагрузок в АО «ОКБМ Африкантов» создан экспериментальный стенд, позволяющий реализовать случайное температурное нагружение образца с размахом пульсаций 200 °С.

На рисунке 6 представлен график изменения температуры от времени в термопаре с максимальными температурными пульсациями, установленной вблизи поверхности модели (в сравнении с расчетом).

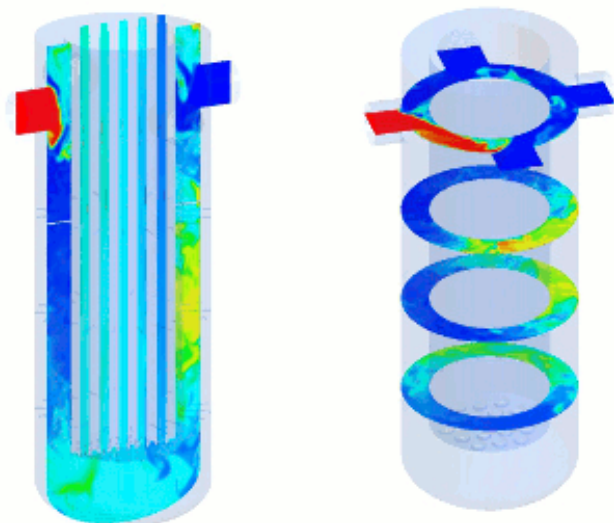


Рис. 5. Явление закрутки потока в модели реактора

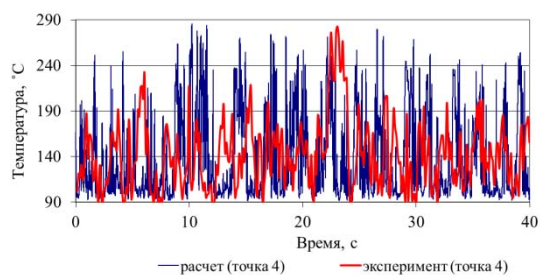


Рис. 6. График изменения температуры от времени в точке максимальных температурных пульсаций.

С использованием стенда впервые удалось получить опытные данные об усталостной долговечности конструкционного материала при воздействии случайных термоциклических нагрузок

#### Использование отечественного программного комплекса ЛОГОС

Программный комплекс трехмерного теплогидравлического расчета ЛОГОС разработан в ФГУП «РФЯЦ ВНИИЭФ» в рамках работ по внедрению технологии высокопроизводительных вычислений в инновационных отраслях промышленности. АО «ОКБМ Африкантов» является основным исполнителем работ по адаптации ПК ЛОГОС к учету специфики атомной энергетики и по его верификации.

В соответствии с техническим заданием по развитию ПК ЛОГОС применительно к решению задач атомной энергетики в АО «ОКБМ Африкантов» подготавливаются материалы, необходимые для формирования верификационной базы ПК ЛОГОС.

Принятая схема верификационных матриц и соответствующих верификационных задач предназначена

для обоснования возможности использования ПК ЛО-ГОС для описания следующих характерных физических явлений и процессов в элементах конструкции ЯЭУ:

- связанный теплообмен теплоносителя со стенкой, стационарную и нестационарную теплопроводность в стенке, лучистый стационарный и нестационарный теплообмен;
- турбулентное течение в каналах сложной формы, обтекание препятствий, сужение или расширение потока;
- термостратификацию теплоносителя в слабонаклоненных трубопроводах, пульсации температуры;
- смешение неизотермических потоков в условиях влияния крупных вихревых структур, обусловленных конструктивными особенностями моделируемых конструкций;
- смешение неизотермических потоков в условиях влияния сил плавучести, обусловленных разностью плотностей неравномерно прогретой жидкости.

В верификационную базу входят задачи с известным аналитическим или эталонным DNS решением, эксперименты, выполненные в гидродинамической лаборатории АО «ОКБМ Африкантов», лаборатории реакторной гидродинамики НГТУ им. Алексеева, в лаборатории Älvkarleby (Швейцария), в ИМСС УРО РАН.

Представленный набор задач актуален для верификации вихререзающих подходов и представителен для подтверждения возможности моделирования ПП ЛОГОС процессов смешения в камерах реактора в несимметричных режимах работы установки.

### Современные технологии проектирования реакторных установок на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем на базе Супер-ЭВМ

Гидродинамика и теплообмен натрия в условиях, характерных для РУ БН, имеют свои существенные особенности и отличия. К числу специфических свойств, присущих натриевому теплоносителю, относится его высокая теплопроводность, намного превышающая теплопроводность других типов теплоносителей, при сравнительно небольшой кинематической вязкости. Это означает, что молекулярный перенос тепла в жидком металле протекает интенсивнее, чем молекулярный перенос количества движения. Соответственно законы передачи тепла в натрии носят характер, отличный от законов для неметаллических жидкостей и газов.

Для разработки плана верификации CFD кодов применительно к реакторам на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем был составлен перечень ключевых процессов и явлений, которые реализуются в моделируемых CFD кодами режимах работы РУ, выполнен анализ существующих отечественных и зарубежных экспериментальных данных, полученных с использованием реакторной и вне реакторной экспериментальной базы [2]. В частности, в перечень ключевых процессов включены: свободная и вынужденная конвекция в больших объемах, перемешивание разнотемпературных потоков натриевого теплоносителя и др.

При этом анализ показал, что имеющиеся данные крайне ограничены и не позволяют охватить и детально изучить весь перечень процессов, которые важны для моделирования в РУ БН. В связи с этим в рамках ФЦП «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010–2015 гг. и на период до 2020 г.» с при-

влечением ИМСС УРО РАН были выполнены дополнительные экспериментальные исследования, которые не только позволяют расширить область обоснованного применения CFD кодов, но и представляют собой уникальные данные с точки зрения понимания физики протекающих в натриевом теплоносителе процессов. Поэтому были поставлены специальные эксперименты по исследованию свободной конвекции натрия в цилиндрической полости с торцевым подводом и отводом тепла в трубах с углом наклона трубы к вертикали 0, 45°, 90° и аспектными отношениями  $l/d=5$  и  $l/d=20$  (рисунок 7), а также выполнен подробный анализ зависимости теплопотока от угла наклона во всем диапазоне от 0 до 90° для цилиндра с  $l/d=20$ .

Измерение температуры в модели выполнялось с помощью стандартных хромель-алюмелевых термопар с изолированным спаем, диаметр спаия 1 мм. Оценки значений средней скорости натрия были выполнены по результатам кросскорреляционного анализа сигналов от соседних термопар.

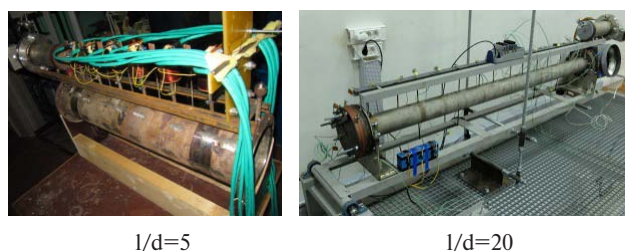


Рис. 7. Экспериментальная модель для исследования конвективного течения натрия в трубе при различных углах наклона

Для исследования процессов перемешивания разнотемпературных потоков спроектирован, изготовлен и введен в эксплуатацию натриевый стенд, общий вид которого представлен на рисунке 8.

Стенд состоит из «холодной» и «горячей» ветки и рабочего участка. Каждая ветка включает в себя теплообменник «натрий-воздух» или нагреватель, электромагнитный насос и средства измерения расхода и температуры теплоносителя.

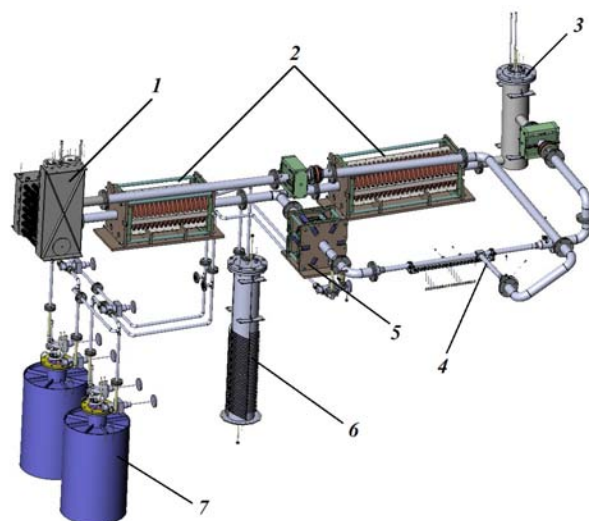


Рис. 8. Общий вид натриевого стенда: 1 — теплообменник «натрий-воздух»; 2 — электромагнитные насосы; 3 — нагреватель; 4 — экспериментальная модель; 5 — электромагнитный насос дроссель; 6 — холодная фильтр ловушка; 7 — баки хранения натрия

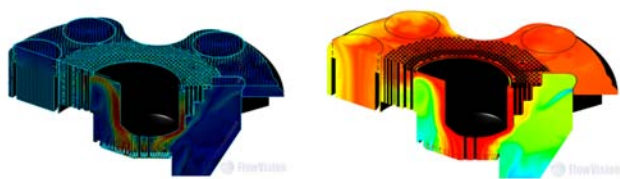
На стенде были проведены экспериментальные исследования по перемешиванию разнотемпературных потоков натрия на различных моделях: тройник, перегородка в канале, смеситель.

Полученные экспериментальные данные были использованы для верификации отечественных CFD кодов ЛОГОС, FlowVision и CONV-3D. По результатам верификации обоснованы погрешности определения отдельных параметров с использованием данных кодов.

Для обоснования работоспособности наиболее нагруженных элементов реактора БН-600 при продлении его эксплуатации выполнено численное моделирование процесса перемешивания разнотемпературных потоков с использованием ПК FlowVision с целью получения детальной информации по температурам теплоносителя в верхней камере реактора и районе элеваторной выгородки.

Расчетная модель проточной части верхней камеры реактора выполнена с учетом головок ТВС активной зоны, труб внутрикорпусной защиты, элеваторной выгородки и опоры теплообменника. Для моделирования теплообменника использовалась модель пористого тела. В качестве граничных условий на торцах всех ТВС задается массовый расход и температура натрия. Такие же условия определены на границах, соответствующих переливным окнам поворотной пробки, кольцевому зазору вокруг подпорки, вырезу в подпорке и выходу из байпасного расходомера [3].

В результате моделирования получены поля скоростей и температур теплоносителя в верхней камере реактора и районе элеваторной выгородки (рисунок 9).



а) Распределение скорости б) Распределение температуры

Рис. 9. Результаты моделирования ВКР БН-600

Выполненный анализ условий эксплуатации незаменимых элементов реактора БН-600 показал, что в наиболее тяжелых условиях находится нейтронная подпорка, окружающая активную зону. Одним из факторов, влияющих на работоспособность подпорки, является температура теплоносителя и ее возможная пульсация в районе элеваторной выгородки.

Полученные результаты были использованы при выполнении детальных расчетов температурного состояния элементов конструкции и оборудования реактора БН-600, необходимых для обоснования их работоспособности в течение 45 лет эксплуатации энергоблока №3 Белоярской АЭС

Аналогичная задача была решена для проекта БН-800, в результате численного моделирования показано, что температура теплоносителя в верхней камере реактора имеет неоднородный характер (рисунок 10). Это приводит к образованию вихрей и пульсации температуры, что оказывает влияние на температурное состояние элементов конструкции реактора и оборудования. Полученные результаты использованы при размещении средств измерения и контроля, а также обоснования работоспособности реакторного оборудования.

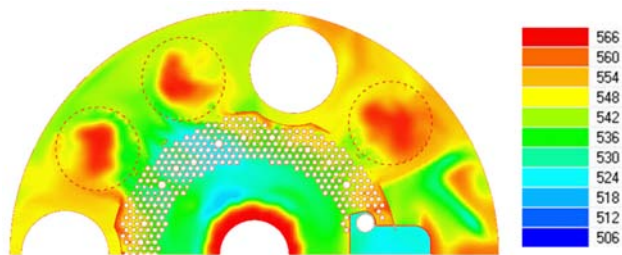


Рис. 10. Температура теплоносителя на уровне нижних окон обечайки стержней защиты

## Выводы

1. Использование CFD программ в АЭ перспективно для решения широкого круга прикладных задач, таких как обоснования и оптимизации ресурса оборудования, функционирующего в условиях термоциклирования, анализа показаний датчиков температур, по которым осуществляется управление реакторной установкой, анализа поля температур на входе в активную зону в несимметричных режимах работы.

2. В АО «ОКБМ Африкантов» успешно функционирует и развивается гидродинамическая лаборатория подготовки экспериментальных данных CFD качества для верификации CFD программ.

3. С использованием собственной лаборатории, а также лаборатории реакторной гидродинамики НГТУ им. Алексеева, ИМСС РАН и др. В ОКБМ накоплена обширная экспериментальная база для верификации CFD. В частности, с использованием базы данных выполняется верификация отечественного CFD кодов ЛОГОС, FlowVision и CONV-3D.

4. В настоящее время на стендах ОКБМ и НГТУ получены уникальные экспериментальные данные, необходимые для обоснования требований к сеточным моделям для корректного разрешения процессов смешения в камерах РУ (экстраполяции полученных результатов верификации на экспериментальных моделях напорных камер на условия РУ).

5. В АО «ОКБМ Африкантов» создан экспериментальный стенд, позволяющий реализовать случайное температурное нагружение образца с размахом пульсаций 200 °С. На стенде впервые получены опытные данные об усталостной долговечности конструкционного материала при воздействии случайных термоциклических нагрузок.

6. Для обоснования корректности теплогидравлических расчетов процессов смешения в установках типа БН используются специализированные эксперименты по исследованию свободной конвекции натрия в цилиндрической полости, исследованию перемешивания разнотемпературных потоков натрия на различных моделях: тройник, перегородка в канале, смеситель.

## Список литературы

1. Большухин М. А. и др. «Обеспечение современных требований к техническим и экономическим характеристикам ядерных судовых энергетических установок для развития и освоения Арктики на базе технологии численного эксперимента на СуперЭВМ», Сборник работ лауреатов первой премии международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие Арктики и континентального шельфа. Департамент государственной службы и мобилизационной подготовки Минэнерго России. Вх. № 041 1.1/11378 от 23.08.2017.

2 Rogozhkin S.A., Fadeev I.D., Shepelev S.F., Aksenov A.A., Mosunova N.A., Frick P.G. V&V Status of CFD Codes Applied to BN Reactors // Paper IAEA-CN245-418. International conference on fast reactors and related fuel cycles: next generation nuclear systems for sustainable development, 26–29 June 2017, Yekaterinburg, Russia.

3 Рогожкин С.А., Осипов С.Л., Фадеев И.Д., Шепелев С.Ф., Аксенов А.А., Жлуктов С.В., Сазонова М.Л., Шмелев В.В. Численное моделирование теплогидравлических процессов в верхней камере быстрого реактора // Атомная энергия. – 2013. – Т. 115, Вып. 5. – С. 295–298.

## ПУТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНСТРУКЦИОННОЙ ЦЕЛОСТНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ АС

*Антонов М.И., Калютик А.А., Карякин Ю.Е.*  
Санкт-Петербургский политехнический университет  
Петра Великого, г. Санкт-Петербург

*Ершов Г.А.*  
АО ИК «АСЭ», г. Нижний Новгород

*Аржаев А.А., Аржаев А.И., Маханев В.О.*  
ООО «НПО «ДИАПРОК», г. Москва

В мировой практике уже более 40 лет успешно развиваются методические подходы, позволяющие отказаться в проектах атомных станций (АС) от постулирования разрывов ответственных трубопроводов полным сечением и как следствие – от включения в проектные решения защитных конструкций: опор-ограничителей перемещений трубопроводов и специальных экранов для защиты соседних элементов от воздействия реактивных струй рабочей среды.

В отрасли с 2017 г. ведется разработка национального стандарта по применению концепции «течь перед разрушением» (ТПР) для трубопроводов контура теплоносителя реактора АС [1]. Представляется очевидным, что этот стандарт должен учесть накопленный опыт и лучшие практики существующих подходов. Для этой цели необходимо проследить развитие концепций конструкционной целостности в нашей стране и за рубежом.

В многочисленных аналитических обзорах [2-3] по-прежнему доминируют два методических подхода к эффективному предупреждению гильотинных разрывов ответственных трубопроводов полным сечением, исторически получившие развитие и полную поддержку национальных регулирующих органов. В Германии – это концепция предупреждения разрывов (Break Preclusion Concept) [4-7]. В США – это концепция «течь перед разрушением» или ТПР (Leak-Before-Break Concept) [8-10].

Оба методических подхода были эффективно опробованы для российских АС в рамках проектов ТАСИС [11-12], а с 1999 г. были включены в отраслевой нормативный документ РД 95 10547-99 [13], который успешно применялся в 2000-2011 гг. для АС в РФ, а также для АС, построенных по российским проектам в Китае, Индии и Иране.

Оба методических подхода были также признаны на уровне национальных регулирующих органов европейских стран, что отражено в отчете рабочей группы [14].

Общий интерес технических специалистов и регулирующих органов к практическому применению кон-

цепций конструкционной целостности в итоге был зафиксирован в рекомендациях МАГАТЭ по проектированию контура теплоносителя реактора с обеспечением высокого уровня сопротивления нестабильному разрушению и упоминанием концепции ТПР [15] (в п. 6.24). Однако при дальнейшем развитии этих рекомендаций МАГАТЭ [16-17] (требование 47, п. 6.14) упоминание концепции ТПР было исключено, а положения по обеспечению высокого уровня сопротивления нестабильному разрушению были сохранены.

В российскую нормативную практику требование об обязательном применении концепции ТПР для контура теплоносителя реактора было включено в НП-001-15 [18] (п. 3.3.3), возможно, по рекомендации одного из ведущих экспертов по безопасности [19], но с явным опозданием относительно современных тенденций, преобладающих в МАГАТЭ.

В НП-006-16 [20] для трубопроводов первого контура концепция ТПР упоминается при анализе последствий разрушения (п. 5.2.3), а условия обеспечения целостности и критерии разрушения трубопроводов рассматриваются отдельно. В НП-006-16 под термином «целостность» понимается обеспечение прочности и плотности. Это определение гораздо ближе к определению термина «целостность» из [7]: «Целостность это состояние элемента или барьера, при котором обеспечены требования по безопасности в части прочности, сопротивления нестабильному разрушению и плотности», которое четко коррелирует с современными рекомендациями МАГАТЭ.

Согласно [5], эффективное предупреждение гильотинных разрушений может быть обеспечено для следующих групп элементов: (1) элементы АС, для которых отсутствуют непроектные механизмы повреждений; (2) элементы АС, для которых существует потенциальная склонность к непроектным механизмам повреждения, но обеспечиваются эффективные дополнительные меры по удержанию этих повреждений в приемлемых границах. Наличие в контуре теплоносителя реактора элементов Ду150 и более, относящихся к группе (2), характерно для действующих энергоблоков АС, спроектированных и построенных в начале 70-х годов прошлого века. Так, в контур теплоносителя реактора РБМК-1000 входят элементы групп (1) и (2), а в контур теплоносителя реактора ЭГП-6 входят только элементы группы (2).

Исторически, в соответствии с РД 95 10547-99 [13], для элементов группы (1) применяли концепцию ТПР. Когда в трубопроводах и коллекторах Ду300 контура теплоносителя реактора РБМК-1000 в 1997 г. были выявлены повреждения сварных соединений по механизму межкристаллитного коррозионного растрескивания под напряжением (далее - КРН) [21], возникла необходимость в специализированном нормативном документе с методологией и алгоритмом действий по обеспечению конструкционной целостности аустенитных элементов Ду300. После завершения внебюджетной программы МАГАТЭ 2000-2002 гг. [22] был разработан и введен в действие документ эксплуатирующей организации РД ЭО 0513-03 [23], установивший порядок применения концепции «исключение разрывов» (как вариант перевода термина «Break Preclusion») к трубопроводам и коллекторам Ду300 контура теплоносителя реактора РБМК-1000 и неотсекаемых от него систем.

Положения документа РД ЭО 0513-03 [23] были применены в 2008-2009 гг. также для решения проблемы



повреждений КРН на трубопроводах Ду200 контура теплоносителя реактора ЭГП-6. Одновременно были использованы наработки по технологиям контрмер против КРН, подробно изложенные в итоговом отчете эксплуатирующей организации 2008 г. [24], в частности, технология сварки с пониженными тепловложениями.

В дальнейшем, в РФ взамен РД 95 10547-99 [13] был введен в действие документ эксплуатирующей организации РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 [25], регламентировавший применение концепции ТПП для трубопроводов действующих блоков АС (при сохранении в силе РД ЭО 0513-03 [23] для элементов Ду300). Среди недостатков РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 [25] можно отметить:

- отнесение основных паропроводов и трубопроводов питательной воды к априори пригодным для применения концепции ТПП без тщательного анализа возможных повреждений по механизму эрозионно-коррозионного износа;
- спорные требования к системам контроля утечек с показателями погрешности измерений утечек, равной  $\pm 50\%$  от измеряемой величины (никакой пояснительной записки с обоснованием представлено не было);
- введение сниженного значения коэффициента запаса на соотношение длин критической сквозной трещины и трещины, выявляемой по утечке, с 2,0 до 1,7 в рамках подхода NSAC/EPR1 (без каких-либо комментариев по поводу референтности этого подхода для зарубежных АС).

Среди немногочисленных примеров применения РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 [25] для АС РФ нужно отметить два отрицательных экспертных заключения НТЦ ЯРБ [26, 27].

Доработка РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 [25] с объединением его в единый документ с РД ЭО 0513-03 [23] в рамках закупки [28] привела к появлению гибридного документа РД ЭО 1.1.2.05.0939-2016 [29], объединившего детерминистическую концепцию ТПП с вероятностными подходами, что только снизило преемственность РД ЭО 1.1.2.05.0939-2016 по отношению к РД 95 10547-99 [13], имевшему наибольшую и сугубо позитивную референтность применения как в РФ, так и за рубежом.

Концепция ТПП (рис. 1) является одной из технологий обеспечения конструкционной целостности элементов АС, материал которых обладает высокой вязкостью разрушения и в которых отсутствуют неспроектированные механизмы повреждений. Пропущенный при эксплуатационном неразрушающем контроле (ЭНК) дефект будет расти в эксплуатации преимущественно через толщину стенки по механизму малоциклового усталости [30], а сквозной дефект будет своевременно выявлен системой контроля течей для безопасного останова блока АС. Это отражено в положениях действующих нормативных документов: НП-001-15 [18], НП-089-15 [31], НП-006-16 [20].

Методология ТПП является своеобразной «надстройкой», базирующейся на выполнении требований действующей нормативной документации. Так работы по применению концепции ТПП на базе РД [13] в 2000 г. требовали выполнения положений документов ОПБ-88/97 [32], ПБЯ РУ АС-89 [33], ПНАЭ Г-7-008-89 [34], НП-017-2000 [35], ПНАЭ Г-7-009-89 [36], ПНАЭ Г-7-010-89 [37]. По состоянию на май 2018 г. для применения концепции ТПП для АС РФ требуется обеспечить в полном объеме выполнение требований НП-001-15 [18], НП-082-07 [38], НП-006-16 [20], НП-089-15



Рис. 1. Общая методология предотвращения разрывов трубопроводов (А - площадь проходного сечения трубы)

[31], НП-084-15 [39], НП-091-14 [40], НП-096-15 [41], НП-071-18 [42], ПНАЭ Г-7-002-86 [30], НП-031-01 [43]. Для действующих блоков АС, находящихся в настоящее время на дополнительном сроке эксплуатации, по-прежнему актуальными являются требования НП-017-2000 [35], ПНАЭ Г-7-009-89 [36], ПНАЭ Г-7-010-89 [37], в соответствии с которыми были получены лицензии на продолжение эксплуатации сверх проектного срока.

Выполнение в полном объеме требований федеральных норм и правил является необходимым «фундаментом» для применения концепции ТПР. Если не все из них выполняются в полном объеме, то до принятия решения об отказе от установки опор-ограничителей перемещений трубопроводов при разрывах представляется необходимой разработка соответствующих дорожных карт со сроками реализации. Выполнение содержащихся в дорожных картах мероприятий должно являться необходимым условием принятия решения об отказе от установки опор-ограничителей.

Базовые принципы (I)-(IV), показанные на рис. 1, приняты согласно работе [5]. Практическая реализация указанных принципов должна быть подтверждена результатами экспертизы проектной документации согласно ГОСТ Р 50.03.01 [44].

Для реализации положений НП-096-15 [41] необходимо проведение представительных аудиторских проверок третьей стороной в процессе изготовления элементов на заводах и их монтажа на площадке АС, включая проведение независимого инструментального контроля.

Обоснование прочности кандидатных элементов в рамках применения концепции ТПР должно выполняться для состояния «как построено» («as built»), что является общепринятым [5-7, 10, 45, 46].

Действующие нагрузки должны фиксироваться системой мониторинга нагрузок, и обоснование ТПР должно быть актуализировано при выявлении нагрузок, превышающих уровень, установленный в проекте.

Неразрушающий контроль должен выполняться по методикам, прошедшим оценку соответствия (Qualified Procedures): для АС РФ на сегодняшний день – в соответствии с НП-084-15 [39], НП-071-18 [42], ПП РФ №544 от 15.06.2016 г. [47], а также в соответствии с национальным стандартом [48].

На сегодняшний день существует парадокс: размеры постулируемой начальной трещины, которая должна уверенно выявляться применяемыми на АС РФ средствами НК, не могут быть корректно подтверждены, так как при аттестации методик и систем НК соответствии с руководящими документами эксплуатирующей организации [49-50] испытания никогда не проводились на образцах с усталостными трещинами различных размеров, как, например, в требованиях ASME Code [51].

Требования к системе контроля протечек в рамках концепции ТПР эволюционировали в существенной степени в отечественных документах [13, 23, 29], в то время как аналогичные требования в других странах, например, в США [52] существенным образом не менялись. Однако при разработке национального стандарта [1], в первую очередь, требования к системе контроля протечек через границы давления первого контура должны соответствовать требованиям п.5.2.6 НП-006-16 [20]. При этом следует учитывать и требования п. 252 (дефис «а») НП-089-15 [31], которые действуют, в том числе, и для помещений, в которых размещаются ответственные трубопроводы и оборудование. Эти

требования по глобальному мониторингу протечек в помещении и локальному контролю протечек рабочих сред через сквозные трещины в металле должны быть сведены в единые технические требования к системе контроля протечек.

Для ответственных трубопроводов и оборудования АС, имеющих потенциальную склонность к развитию повреждений в условиях эксплуатации по механизмам, которые не нашли должного отражения в материалах проекта, должен применяться иной методический подход, чем концепция ТПР, например, концепция конструкционной целостности.

Обеспечение конструкционной целостности элементов АС, материал которых обладает высокой вязкостью разрушения, но в которых возможны непроектные механизмы повреждений, не может быть сведено к преимущественному контролю протечек рабочей среды. Поэтому система контроля протечек рабочей среды в данном случае не является столь же важным средством раннего предупреждения о неблагоприятном развитии повреждений, как в случае концепции ТПР.

Гораздо большее значение имеет эффективный неразрушающий контроль состояния металла, который должен обеспечить своевременное выявление непроектных повреждений в виде докритических трещин (например, трещин коррозионного растрескивания под напряжением) или в виде износа стенок трубопроводов (в том числе под усилением сварных соединений). Зоны контроля должны быть установлены в соответствии с программой управления ресурсом согласно НП-096-15 [41], охватывающей все стадии жизненного цикла блока АС и направленной на выявление потенциально возможных механизмов повреждений ответственных элементов.

Опыт эксплуатации АС РФ выявил два наиболее значимых непроектных механизма повреждений трубопроводов и оборудования:

- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН);
- эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ, или коррозия, ускоренная потоком теплоносителя).

Для учета специфики каждого из указанных выше механизмов повреждений рекомендуется в дополнение к национальному стандарту по применению концепции ТПР [1] предусмотреть разработку двух документов по стандартизации по применению концепции конструкционной целостности. Основой для разработки стандарта по концепции конструкционной целостности аустенитных трубопроводов Ду300 контура теплоносителя реактора РБМК-1000 может стать РД ЭО 0513-03 [23], основанный на результатах внебюджетной программы МАГАТЭ [22]. Аналогов для разработки стандарта по концепции конструкционной целостности трубопроводов свежего пара и питательной воды, потенциально склонных к ЭКИ, в настоящее время в РФ не существует в связи с тем, что отсутствует системный подход к решению проблемы ЭКИ на АС РФ.

При применении концепции конструкционной целостности не следует завышать требования к системе контроля протечек рабочей среды, так как появление течи уже не является ранним диагностическим признаком повреждения. Для случая повреждений по механизму ЭКИ образование сквозного дефекта может совпасть по времени с моментом нестабильного разрушения.

Для элементов, подверженных в эксплуатации повреждениям по механизму КРН, усиленный ЭНК должен своевременно выявить сварные соединения с трещинами КРН, протяженными в окружном направлении. Опыт эксплуатации показал, что недостаточно эффективный НК в эксплуатации может приводить к значительным по объему течам (рис. 2).



Рис 2. Течи на энергоблоке №4 Ленинградской АЭС [53]

Один из выводов для элементов, отказы которых рассмотрены на рис. 2, и им подобным – главный акцент при обеспечении безопасной эксплуатации должен быть сделан на применении систем НК, прошедших оценку соответствия согласно требованиям НП-084-15 [39] и НП-071-18 [42].

Кроме усиленного эксплуатационного НК в рамках концепции конструкционной целостности требуется применение технологий дополнительной обработки элементов для предотвращения инициирования повреждений по механизму КРН и снижения скоростей их возможного развития при эксплуатации. Представляется целесообразной актуализация итогового отчета [24] по состоянию на май 2018 г. с обобщением результатов, накопленных за период с 2008 г.

Необходимо напомнить о дефицитах, существующих в решении проблемы повреждений по ЭКИ на АС РФ. Они уже были отмечены в работах [54-55], однако в связи с вводом в действие НП-084-15 [39] они только возросли.

Среди наиболее значимых проблем следует отметить монополию в отрасли на единственное аттестованное программное средство (ПС) РАМЭК-1 для расчетных оценок скоростей ЭКИ, имеющее паспорта аттестации применительно к блокам АС с РУ ВВЭР-1000 [56], ВВЭР-440 и БН [57]. Паспорт аттестации указанного ПС применительно к АС с РУ ВВЭР-1200 в настоящее время отсутствует.

Использование аттестованного отечественного ПС, имеющего паспорта аттестации [56-57], к сожалению, не гарантирует консервативных оценок ЭКИ (в отличие от кода BRT-CICERO [58-59]) – в паспортах аттестации РАМЭК-1, выданных ФБУ НТЦ ЯРБ, указана существенная «отрицательная» (неконсервативная) погрешность оценок скоростей ЭКИ. Например, на рис. 3 из паспорта аттестации [56] показана диаграмма рассеяния результатов расчетов скорости ЭКИ по РАМЭК-1 и данных эксплуатационного контроля металла (станционная диагностика).

Неконсервативные показатели ПС РАМЭК-1 по прогнозированию скоростей ЭКИ делают его несостоятельным в рамках применения концепций конструкционной целостности для трубопроводов свежего пара и

питательной воды блоков АС. К тому же ПС РАМЭК-1 находится только в руках разработчика, не поставляется иным организациям. Подобная монополия не вполне соответствует политике Государственной корпорации «Росатом» на создание в отрасли конкурентной среды. Поэтому представляется целесообразным закупка для предприятий отрасли известных ПС, применяемых за рубежом: например, BRT-CICERO [58-59].

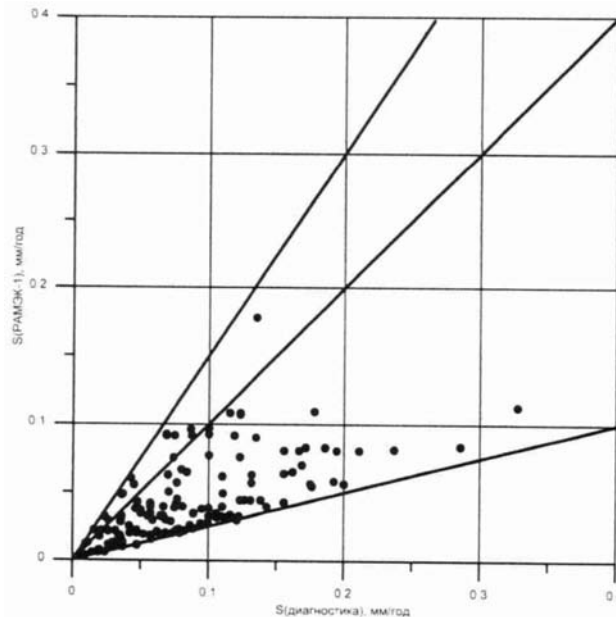


Рис. 3. Диаграмма рассеяния результатов расчетов скорости ЭКИ по РАМЭК-1 и данных эксплуатационного контроля металла

Несмотря на введение в действие в 2016 г. методики УЗК для контроля толщин стенок под усилением сварных соединений [60], объемы проведенного контроля на действующих блоках АС РФ на настоящее время незначительны, хотя практически на всех энергоблоках подобный контроль ранее не проводился, а применявшаяся унифицированная методика [61] неэффективна в зонах контроля, где отсутствует эквидистантность наружной и внутренней поверхностей.

Согласно требованиям НП-084-15 [39] (пункт 139), типовые программы эксплуатационного неразрушающего контроля (ЭНК) должны содержать сведения по погрешности измерения для каждой зоны контроля, однако разработка новых типовых программ еще не завершена.

Допустимые минимальные толщины стенок должны учитывать не только внутреннее давление, но и непредвиденные нагрузки, такие как монтажные натяги и/или гидравлические удары. Действующий РД ЭО [62] предназначен для выполнения оценок минимально допустимых толщин стенок элементов, применимо к локальным зонам утонений. В РД ЭО [62] не указаны нагрузки, которые учтены при обосновании минимальных допустимых толщин. Поэтому указанный документ должен быть доработан для включения в типовые программы ЭНК согласно НП-084-15 [39], которые в настоящее время находятся в стадии разработки.

Перечисленные выше дефициты должны быть устранены перед применением к трубопроводам свежего пара и питательной воды концепций конструкционной целостности (рис.1).

В целом, применение системной методологии при условии обеспечения конструкционной целостности трубопроводов АС может дать выгоды в виде снижения эксплуатационных расходов за счет оптимизации требований к ЭНК и проведения технического обслуживания и ремонта ответственных элементов по техническому состоянию.

### Список литературы

1. АО «Концерн Росэнергоатом». Закупка №170310/0513/304. Право заключения договора на Разработка ГОСТ Р «Предотвращение разрывов трубопроводов атомных электростанций на основе концепции безопасности «течь перед разрушением». Общие требования».
2. EU FP7 STYLE project «Structural integrity for lifetime management – non-RPV component». Project No249648, Final Report.
3. R. Bourga, P. Moore, Y.-J. Janin, B. Wang, J. Sharples. Leak-before-break: Global perspectives and procedures. International Journal of Pressure Vessels and Piping 129-130 (2015), pp.43-49
4. K. Kusmaul. German Basis Safety Concept Rules Out Possibility of Catastrophic Failure, Nuclear Engineering International 12 (1984), 41-46.
5. H. Schulz. The Evolution of the Break Preclusion Concept for Nuclear Power Plants in Germany. Proceedings of the Seminar on Leak Before Break in Reactor Piping and Vessels. Lyons, France, 9-11 October 1995.
6. Bartholome G. 'German leak-before-break concept' (description of German LBB procedures, practices and applications). International Journal of Pressure Vessels and Piping 71 (1997), pp.139-146.
7. Nuclear Safety Standards Commission (KTA), Verification Analysis for Rupture Preclusion for Pressure Retaining Components in Nuclear Power Plants., Safety Standard KTA 3206, 2014.
8. US NRC. GL-84-04, Safety Evaluation of Westinghouse Topical Reports Dealing with Elimination of Postulated Pipe Breaks in PWR Primary Main Loops (Generic Letter 84-04).
9. US NRC. Report of the U.S. Nuclear Regulatory Commission Piping Review Committee. Evaluation of Potential for Pipe Breaks. NUREG-1061, Volume 3, 1984.
10. U.S. NRC, «Leak-Before-Break Evaluation Procedures», Standard Review Plan (SRP), Section 3.6.3, NUREG-0800.
11. P. Zanaboni, L. Sokov, N. Garate. LBB Applicability Review and Basic Implementation Engineering for Primary Coolant Loop & Surge Line of VVER-1000/320 NPP: TACIS Project R2.09/96. Main activities and results. Structural Mechanics in Reactor Technology-SMIRT-17, Division G, Prague, Czech Republic, Paper G10-1, 2003.
12. R. Ahlstrand, V.A. Kiselyov. Leak Before Break Concept Applicability Evaluation (RBMK reactors). International conference "10 Anniversary of the TACIS Nuclear Safety programme", Kiev, Ukraine, July 10-11, 2012.
13. РД 95 10547-99 Руководство по применению концепции безопасности течь перед разрушением к трубопроводам АЭУ. Р-ТПР-01-99.
14. European Commission of Nuclear Safety and the Environment. European Safety Practices on the Application of Leak-Before-Break (LBB) Concept. EUR 18549 EN, January 2000.
15. МАГАТЭ. Безопасность атомных электростанций: проектирование. Требования безопасности. Серия норм МАГАТЭ по безопасности, №NS-R-1, 2003.
16. МАГАТЭ. Безопасность атомных электростанций: проектирование. Конкретные требования безопасности. Серия норм МАГАТЭ по безопасности, №SSR-2/1, 2012.
17. МАГАТЭ. Безопасность атомных электростанций: проектирование. Конкретные требования безопасности. Серия норм МАГАТЭ по безопасности, №SSR-2/1 (Rev. 1), 2016.
18. Ростехнадзор. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
19. Букринский А.М. Безопасность атомных станций по федеральным нормам и правилам России и стандартам МАГАТЭ (Сравнение основных принципов и требований по обе-

спечению безопасности). Второе обновленное издание. Труды НТЦ ЯРБ, 2012.

20. Ростехнадзор. НП-006-16. Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности блока атомной станции с реактором типа ВВЭР.

21. IAEA. Regional workshop on environmentally assisted cracking of NPP austenitic piping. (Slavutych, June 22-26, 1998). IAEA-EBP-IGSCC-P01, RBMK-SC-060.

22. IAEA. Mitigation of intergranular stress corrosion cracking in RBMK reactors. Final report of the programme's steering committee. IAEA-EBP-IGSCC, 2002.

23. АО «Концерн Росэнергоатом». Применение концепции «исключения разрывов» для трубопроводов и коллекторов Ду300 КМПЦ и СВБ энергоблоков АЭС с RBMK-1000. РД ЭО 0513-03.

24. АО «Концерн Росэнергоатом». Итоговый отчет по результатам решения проблемы поврежденных трубопроводов и коллекторов Ду300 РУ RBMK-1000. 2008.

25. АО «Концерн Росэнергоатом». Руководство по применению концепции безопасности течь перед разрушением к трубопроводам действующих АЭУ. РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013.

26. ФБУ «НТЦ ЯРБ». Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока №3 Курской АЭС в связи с реализацией концепций «течь перед разрушением» и «исключение разрывов» с учетом экстремальных внешних воздействий. ДНП-5-3220-2015, 2015.

27. ФБУ «НТЦ ЯРБ». Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока №1 Курской АЭС в период дополнительного срока. ДНП-5-3421-2016, 2016.

28. АО «Концерн Росэнергоатом». Закупка №160321/0513/475. Право заключения договора на Пересмотр РД ЭО 1.1.2.05.0939-2013 «Руководство по применению концепции безопасности течь перед разрушением к трубопроводам действующих АЭУ»

29. АО «Концерн Росэнергоатом». Концепция безопасности «течь перед разрушением» для контура теплоносителя атомных станций. РД ЭО 1.1.2.05.0939-2016.

30. Ростехнадзор. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭУ. ПНАЭ Г-7-002-86.

31. Ростехнадзор. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. НП-089-15.

32. Ростехнадзор. НП-001-97. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. ПНАЭ Г-01-011-97.

33. Ростехнадзор. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. ПБЯ РУ АС-89. ПНАЭ Г-1-024-90.

34. Ростехнадзор. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-008-89.

35. Ростехнадзор. НП-017-2000. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции.

36. Ростехнадзор. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения. ПНАЭ Г-7-009-89.

37. Ростехнадзор. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля. ПНАЭ Г-7-010-89.

38. Ростехнадзор. НП-082-07. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций.

39. Ростехнадзор. Правила контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций. НП-084-15.

40. Ростехнадзор. НП-091-14. Обеспечение безопасности при выводе из эксплуатации объектов использования атомной энергии. Общие положения.

41. Ростехнадзор. Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных электростанций. Основные положения. НП-096-15.

42. Ростехнадзор. НП-071-18. Правила оценки соответствия оборудования, комплектующих, материалов и полуфабрикатов, поставляемых на объекты использования атомной энергии.

43. Ростехнадзор. НП-031-01 Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций.

44. ГОСТ Р 50.03.01 Система оценки соответствия в области использования атомной энергии. Оценка соответствия в форме экспертизы технической документации. Порядок проведения.

45. E. Roos, K.-H. Herter, F. Otremba, K.-J. Metzner. General Concept for the Integrity of Pressurized Components. Transactions, SMiRT 16, Washington DC, August 2001.

46. STUK. YVL E.4: Strength analyses of nuclear power plant pressure equipment, 15.11.2013.

47. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.06.2016 г. №544. Об особенностях оценки соответствия продукции, для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии.

48. Система оценки соответствия в области использования атомной энергии. Оценка соответствия в форме испытаний. Аттестационные испытания систем неразрушающего контроля. ГОСТ Р 50.04.07-2018.

49. АО «Концерн Росэнергоатом». Разработка технического задания, проведение испытаний и условия применения средств и методик неразрушающего контроля на атомных станциях. Требования. РД ЭО 0487-2005.

50. АО «Концерн Росэнергоатом». Разработка технического задания, проведение испытаний и условия применения средств и методик неразрушающего контроля на атомных станциях. Требования. РД ЭО 1.1.2.25.0487-2015.

51. ASME BPVC, Section XI. Rules for Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components.

52. U.S. NRC. Regulatory Guide 1.45. Reactor Coolant Pressure Boundary Leakage Detection Systems.

53. Е.Л. Матвеев, А.Ю. Мишенин. Анализ эффективности систем обнаружения течи на АЭС с РУ РБМК-1000. 10-я Международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» - МНТК-2016 (г. Москва, Россия, 25-27 мая 2016 г.).

54. А.И. Аржаев, В.А. Дурынин, А.А. Павлович, В.В. Рогожкин и др. Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов и оборудования блока АС, потенциально подверженных ЭКИ. Девятая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2014), г.Москва, Россия, май 2014 г.

55. А.И. Аржаев, К.А. Аржаев, А.Х. Вopilкин, Д.С. Тихонов и др. Комплексное решение проблем ЭКИ для действующих и новых блоков АЭС (Complex management of FAC issues for operating and new NPP units). Конференция EdF по «Коррозии, ускоренной потоком - FAC-2016» (г. Лилль, Франция, 24-27.05.2016).

56. ФБУ НТЦ ЯРБ. Аттестационный паспорт программного средства. Программа РАМЭК-1 (для ВВЭР-1000). Рег.№359. Разработчик – ЗАО «Геотерм-ЭМ». Срок действия паспорта до 14.10.2024 г.

57. ФБУ НТЦ ЯРБ. Аттестационный паспорт программного средства. Программа РАМЭК-1 (для ВВЭР-440 и БН-600). Рег.№331. Разработчик – ЗАО «Геотерм-ЭМ». Срок действия паспорта до 18.04.2023 г.

58. S. Trevin, M. Persoz., C. Chevrier, L. Dejoux, C. Miller. Flow accelerated corrosion mitigation at EDF with BRT-CICERO™. Feedback of version 3 and process of validation. International conference on Flow Accelerated Corrosion (FAC2010), Lyon, France, 2010.

59. G. Qiu. BRT-CICERO™ development at EDF: a brief history of operating feedback, R&D programs and software improvement. International conference on Flow Accelerated Corrosion (FAC2013), Avignon, France, 2013.

60. АО «Концерн Росэнергоатом». Сплошная ультразвуковая толщинометрия оборудования и трубопроводов энергоблоков атомных электростанций. Ультразвуковая толщинометрия металла сварных соединений с применением фазированных решеток. Методика МТ 1.2.1.15.001.1087-2015, 2015.

61. Ростехнадзор. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. Ультразвуковой контроль. Часть III. Изме-

рение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий. ПНАЭ Г-7-031-91.

62. АО «Концерн Росэнергоатом». Нормы допускаемых толщин стенок трубопроводов из углеродистых сталей при эрозионно-коррозионном износе. РД ЭО 1.1.2.11.0571-2015, 2015.

---

## ПРОГРЕСС В ОБЛАСТИ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ

---

*Геррит Глот, Павел Кодег, Фрэнсис Фоми Вамба, Вальтер Кноблах*

*Компания «Framatome GmbH», Эрланген, Германия*

### Введение

Контроль и диагностика являются важными мерами по обеспечению безопасной и надежной работы атомных электростанций. Помимо требований к безопасности, предъявляемых государственными органами, поддержание технической готовности станции важно с точки зрения экономической эффективности эксплуатирующей организации. Почти во всех отраслях промышленности мониторинг и диагностика внедряются во все большем объеме в целях оптимизации работы и снижения стоимости обслуживания. Компания Framatome, как один из ведущих поставщиков в области контроля и диагностики на АЭС, внесла свой вклад в данной сфере в течение более чем 40 лет, с применением также на станциях российских проектов. В связи с большими усилиями по разработке этих систем, которые еще больше возросли в последние годы, Framatome оказывала поддержку эксплуатирующим организациям в процессе оптимизации в части эксплуатации и обслуживания.

В последнее время при дальнейшем развитии систем преследуются две цели:

1. сделать аппаратуру сбора данных более низкочастотной и экономичной, чтобы удовлетворить растущий спрос на средства измерения без излишней нагрузки на бюджет, и

2. улучшить программное обеспечение и вычислительные функции, чтобы справляться с увеличивающимся объемом данных.

Контроль посторонних объектов и вибраций в первом контуре представляет собой хороший пример достижения обеих целей. С одной стороны, системы были интегрированы практически в одну систему, использующую только одно устройство сбора данных и один компьютер для обоих пакетов программного обеспечения. С другой стороны, были введены новые программные модули, чтобы сделать оценку более быстрой и надежной, например, на основе численного моделирования воздействия и последующего распространения волны в конструкциях с реальной структурой.

Стандартное обнаружение утечки с помощью датчиков влажности и акустических датчиков характеризуется довольно низкой чувствительностью из-за большого расстояния между местом утечки и датчиками влажности и из-за высокого уровня фонового шума, соответственно. С другой стороны, дискретные электронные датчики влажности, смонтированные внутри изоляции элементов, обеспечивали бы чувствительность в 100 раз большую, но без длительной работоспособности. Система “FLÜS” компании Framatome решает эту проблему с помощью металлических фронтальных ком-

понентов для измерения влажности на основе диффузии независимо от условий окружающей среды. Ниже представлены последние результаты по системе FLÜS по результатам испытаний с закачкой пара при вводе в эксплуатацию на станциях EPR, и на этой основе будут определены возможности данной технологии.

В области контроля насосов и клапанов анализ данных является ключевым элементом для практических применений с целью предварительно отобрать критические случаи для анализа специалистами, что позволяет снизить затраты (стоимость и время). С увеличением количества клапанов и насосов, оснащенных контрольно-измерительным оборудованием, на электростанциях растет потребность в средствах эффективного анализа больших объемов данных и принятия надежных решений на основе информации, полученной при анализе данных. Ниже представлены последние результаты по аналитическому решению DataCatrrix компании Framatome (Framatome Data Analytics Solution) с использованием данных из систем контроля состояния (данных о состоянии) от контрольно-измерительных систем (технологических данных), а также из компьютеризированной системы управления техническим обслуживанием (эксплуатационных журналов, отчетов по техническому обслуживанию) и возможностей этого решения для оптимизации на эксплуатируемых станциях.

## Контроль ослабленного крепления и вибрации

Системы контроля ослабленного крепления и вибрации, LPMS и VMS, являются классическими системами, например, для первого контура реакторов с водой под давлением. Требования наличия обеих систем включены в большинство стандартов. Работающая система контроля ослабленного крепления часто является обязательным условием при повторном пуске станции после отключения. Цель системы на АЭС – акустическим способом выявить ослабленные или незакрепленные детали. Звук от конструкции регистрируется набором акустических датчиков (акселерометров) и автоматически анализируется в режиме реального времени. Объем контроля вибрации существенно варьируется в зависимости от конструкции реактора и применимого стандарта. Цель состоит в раннем обнаружении начальных повреждений, чтобы своевременно инициировать соответствующие корректирующие меры и, таким образом, предотвратить последующие повреждения и уменьшить время незапланированных простоев. VMS может опираться только на данные шума нейтронного потока от КИПиА, или может использовать различные специализированные датчики, используемые в конкретной системе. Для повышения экономичности аппаратуры сбора данных имеет смысл объединить системы, особенно в базовой версии без датчиков собственной разработки.

Базовая система может быть дополнена датчиками, специально предназначенными для задач контроля вибрации, такими как датчики абсолютного и относительного перемещения на элементах емкостей под давлением и контура теплоносителя. Кроме того, имеет смысл добавить контроль насосов теплоносителя реактора, поскольку они также входят в первый контур. Наряду с эффективным проектом, эффективность систем зависит, главным образом, от пакетов программного

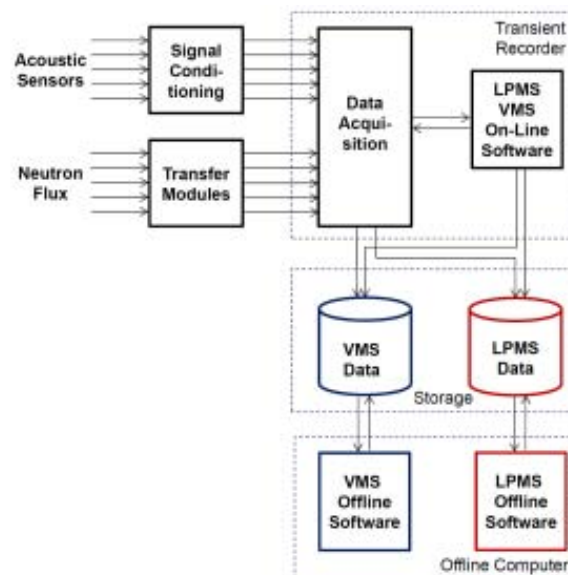


Рис. 1. Архитектура комбинированной системы контроля ослабленного крепления и вибрации.

обеспечения. Современная система контроля ослабленного крепления и вибрации должна включать:

- Контроль ослабленного крепления: Алгоритмы для надежного выявления акустических событий, эффективную встроенную классификацию для устранения ложных аварийных сигналов, надежные автономные алгоритмы для описания и определения места возникновения акустических событий и для определения веса детали с ослабленным креплением.
- Мониторинг вибрации: накопление периодической информации и информации, инициированной событиями, автоматическая параметризация данных временной и частотной области, автоматическое построение тенденций и оценка этих параметров.

Обе системы должны иметь эффективную и экономичную архитектуру, интуитивно понятный ЧМИ, должны быть предусмотрены автоматическое создание отчетов, самодиагностика и возможности проведения автоматической калибровки, где это возможно.

Помимо архитектуры системы, компания Framatome приложила много усилий для улучшения программного обеспечения и вычислительных функций. В статье детально разобран пример в области контроля ослабленного крепления с целью продемонстрировать новые возможности этих систем.

Оценка акустического события не является тривиальной задачей [1]. По существу анализируется интенсивность события, различия во времени между несколькими датчиками и форма события с целью определения его исходного местоположения и механизма. Таким образом, можно различать «нормальные» акустические события при эксплуатации и события, потенциально связанные с ослабленным креплением. Такой анализ может быть основан на аналитических моделях, которые оцениваются с помощью идеализированных бесконечных пластин или бесконечных цилиндрических объектов. Однако реальные объекты в отрасли сильно отличаются от бесконечных плоских или цилиндрических объектов, особенно в тех областях, где ожидается воздействие деталей с ослабленным креплением.

Более чем 30-летний опыт компании Framatome в области акустико-эмиссионного контроля оборудо-

вания показывает, что общепринятые методы оценки (анализ разности времен прихода и метод пересечения гипербол) исчерпали себя и существенного повышения точности ожидать не приходится. С созданием системы новейшего поколения, Framatome стремится к максимальному извлечению возможностей существующего контрольного оборудования экономичным способом:

Для достижения этой цели требуется усовершенствованная модель распространения волн напряжения в стальном элементе. Модель должна сочетать закон Гука, включая давление и сдвиговое взаимодействие, для описания упругих свойств конструкции и второго закона Ньютона для динамического поведения, описывающего равновесие между инерцией и ответными напряжениями:

$$s_{ij} = c_{ijkl} \epsilon_{kl} \quad (\text{обобщенный закон Гука})$$

$$\rho \frac{\partial^2 u_i}{\partial t^2} = f_i + \frac{\partial \sigma_j}{\partial x_j} \quad (\text{второй закон Ньютона})$$

Имеется аналитическое решение по этому подходу для идеальных цилиндрических объектов или бесконечных пластин. Аналитическое решение в основном представлено во временной области в форме так называемых волновых мод Лэмба – собственных мод конкретных объектов [2]. Скорость распространения волн для мод зависит от частоты (дисперсия), при этом моды показывают выраженные различия в групповой скорости. Поэтому нельзя ожидать резкого всплеска сигнала для распространения звука в стальных конструкциях, значительно удаленных от источника звука. К сожалению, моды волн Лэмба не дают информации о возбуждении мод в зависимости от реального места ударного воздей-

ствия и профиля ударной силы. На практике довольно сложно идентифицировать моды во время-частотном диапазоне, так как трудно отделить моды, учитывая принцип частотно-временной неопределенности.

Решением этой сложной задачи является численное моделирование удара и последующего распространения волн в реалистичных моделях, позволяющее предсказать характеристики сигнала после распространения через сложные стальные объекты на средних и больших расстояниях. Для точного моделирования необходимо создать подходящую пространственную дискретную модель. Как правило, трехмерная модель элемента уже имеется и с использованием современного сеточного инструментария можно создать пространственную дискретную модель. Существуют различные варианты численного моделирования, например, метод конечных элементов или метод конечных разностей во временной области, см. [3]. В последние годы Framatome для моделирования используют средство (решатель) собственной разработки, реализованное в пакете программного обеспечения OpenFoam. Программное обеспечение поддерживает методы дискретизации с конечным объемом, а решатель основан на решателе Riemann. Для решения реализована специальная дискретизация 2-го порядка и явно заданная дискретизация по времени. Важным преимуществом этого решателя является очень хорошее распараллеливание. Выполнена валидация кода путем моделирования распространения волны в бесконечной стальной пластине.

Демонстрационный пример включает моделирование распространения волны в нижней части парогенератора (рис. 2). Воздействие было смоделировано вблизи стенки, разделяющей входную и выходную камеры со стороны первого контура. Геометрия состоит примерно из 100 миллионов ячеек, вес реальной конструкции составляет примерно 40 тонн. Было смоделировано

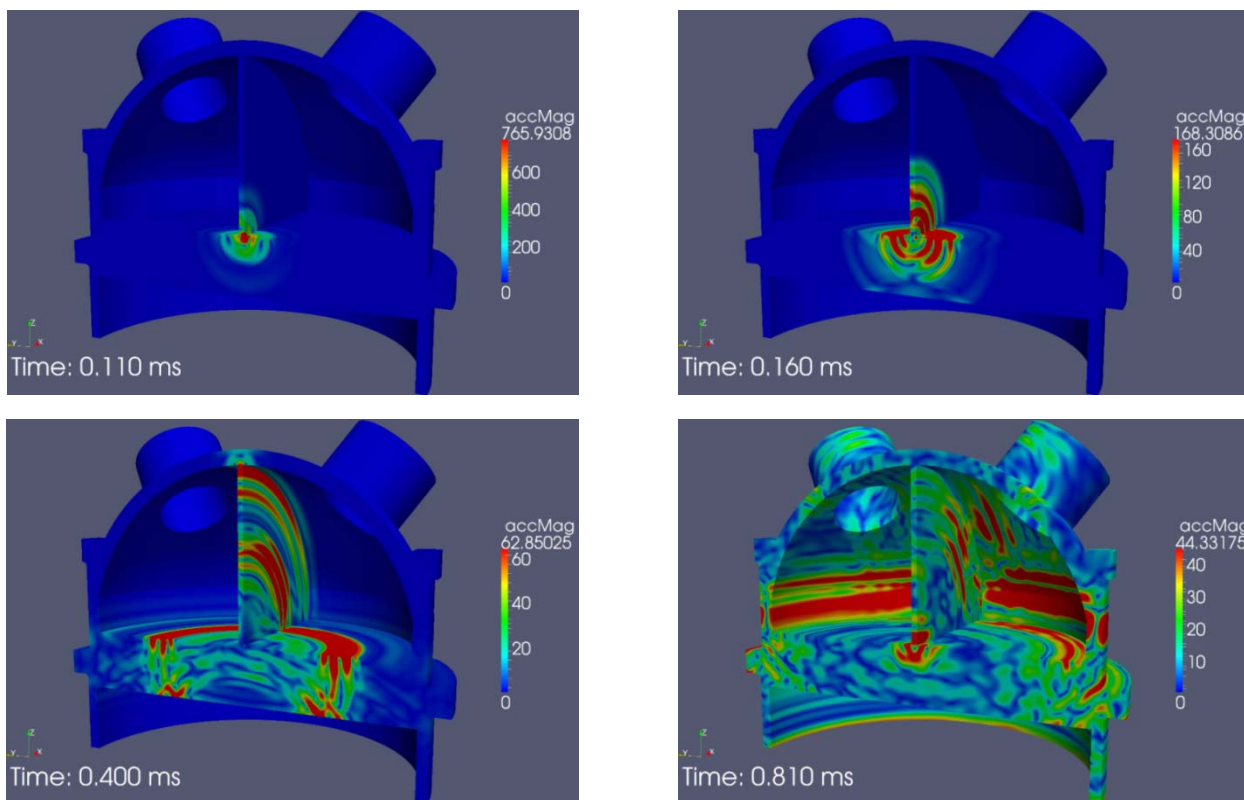


Рис. 2. Распространение волн напряжения в парогенераторе

приблизительно 3 мс сигнала после удара. Представлено ускорение с 4 разными временными шагами. Цветовая шкала – это стандартный спектр, от синего до красного, синий означает ноль, красный – максимальное ускорение.

На первом (левом верхнем) рисунке можно наблюдать начальное ударное воздействие. Оно направлено перпендикулярно к пластине трубной решетки. На втором (правом верхнем) рисунке можно наблюдать образование волн после воздействия в трубной решетке и в разделительной стенке. На третьем (левом нижнем) рисунке наблюдается дифференциация волн. Хорошо видны поверхностная волна на поверхности пластины трубной решетки и S-волна в трубной решетке, а также очень быстрая продольная волна в разделительной стенке. Рисунок демонстрирует сложность распространения волны. На четвертом рисунке можно наблюдать волны Лэмба.

Описанный метод может быть использован для создания базы данных типовых событий на основе большого количества потенциальных мест воздействия, скоростей и масс моделируемых деталей с ослабленным креплением. Эта база данных может использоваться для описания, определения местоположения и классификации измеряемого акустического события в конструкции, эквивалентной моделированию. Описанный метод может также использоваться в качестве инструмента подтверждения гипотез. С использованием общих методов может быть выполнена приблизительная локализация, а также моделирование гипотетического воздействия и сравнение с измеренными сигналами.

Численное моделирование также позволяет существенно улучшить локализацию по сравнению с обычными методами, особенно в сложных конструкциях, определение стороны возбуждения (внутри или снаружи элемента) и оценку массы детали с ослабленным креплением. Улучшения способствуют также лучшей дискриминации между акустическими событиями, которые являются нормальными для работающей станции, что справедливо для подавляющего большинства акустических событий, и тех редких событий, которые могут быть связаны с деталями с ослабленным креплением. На практике соответствующее подавление ложных аварийных сигналов в системе является очень важной особенностью системы мониторинга.

Априорная информация о волновой форме акустического события после удара также дает возможность оптимизировать места размещения датчиков. Небольшие изменения могут сильно повлиять на чувствитель-

ность системы, отношение сигнал/шум и особенно на количество полезной информации, содержащейся в сигнале. Таким образом, количество датчиков может быть уменьшено при сохранении чувствительности системы.

## Контроль герметичности

Долгое время наиболее часто используемым методом обнаружения утечек являлся **акустический метод** с помощью дискретных ультразвуковых передатчиков, прикрепленных к контролируемому элементу, хотя это косвенный принцип, основанный на обнаружении ультразвукового шума, испускаемого при утечке пара. Ограничения по чувствительности обнаруживаемой скорости утечки (обычно  $> 100$  кг/ч) в основном определяются высоким эксплуатационным шумом потока пара внутри контролируемых компонентов, который трудно отделить от шума утечки из-за одинаковой акустической природы обоих сигналов.

С другой стороны, обнаружение **повышенной влажности** в атмосфере помещения является прямым принципом, поскольку поток вентиляционного воздуха увлажняется только за счет притока пара / воды из источника утечки. Однако этот метод имеет свои ограничения, определяемые высоким коэффициентом разбавления потока пара в потоке вентиляционного воздуха. Например, введение пара со скоростью **100 кг/ч** при типичной скорости вентиляции  $35000 \text{ м}^3/\text{ч}$  ( $\approx 38000$  кг/ч) приведет к увеличению абсолютной влажности воздуха только на  $100000 \text{ г} / 38000 \text{ кг} = 2,6 \text{ г/кг}$  (при условии идеального смешивания и без потерь на конденсацию). По сравнению с типичными фоновыми уровнями  $15 \dots 20$  г/кг внутри защитной оболочки этот эффект находится в пределах нормальных рабочих / сезонных колебаний.

Кроме того, для обоих видов измерения – акустического и влажности в помещении – отсутствуют подходящие методы испытаний на месте, так как моделирование скоростей утечки в  $100$  кг/ч или выше путем выпуска пара на станции в условиях горячего останова обычно неприемлемо для эксплуатирующих организаций.

Очевидно, что наилучшей чувствительности при обнаружении утечек на основе влажности можно было бы достичь, если бы датчики были установлены как можно ближе к потенциальному месту утечки внутри изоляции элементов. Однако для этого потребуются электронные компоненты, рассчитанные на постоянную работу внутри изоляции элементов при температурах  $300 \text{ }^\circ\text{C}$  и высоком уровне излучения  $> 2$  Гр/ч.

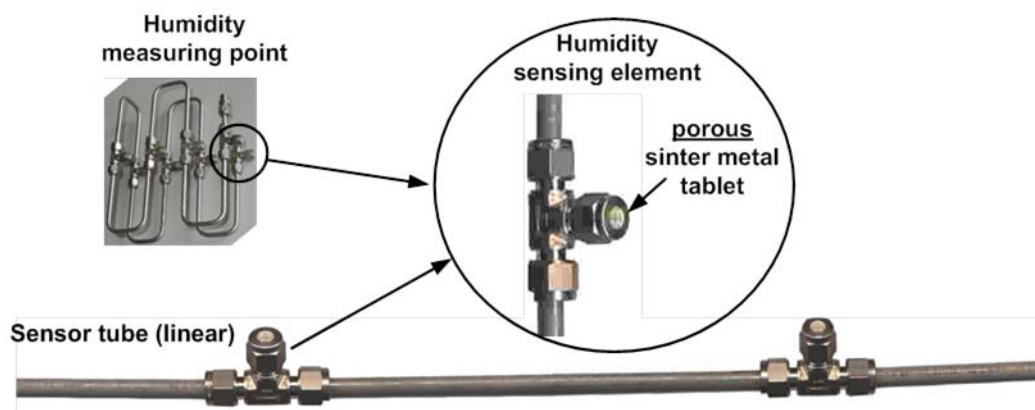


Рис. 3. Линейные сенсорные трубки и точка измерения влажности



Для решения этой проблемы, в системе FLÜS компании Framatome используется принцип измерения (Рис. 3), основанный на металлической сенсорной трубке, в которую могут проникать пары воды из окружающего воздуха через близко расположенные пористые таблетки из спеченного металла («элементы контроля влажности»). Таким образом, локальное распределение влажности окружающего воздуха вокруг трубки датчика полностью отображается на колонку из (изначально сухого) воздуха внутри трубки датчика в течение нескольких минут. Локальное повышение абсолютной влажности особенно заметно в непосредственной близости от утечки, то есть внутри изоляции элементов.

Это распределение концентрации влаги в результате диффузии (→ «профиль влажности») накапливается путем автоматических периодических циклов измерения с интервалами 20 ...30 минут: воздушная колонка труб-

ной линии перемещается в шкаф системы и через центральный анализатор влажности, который регистрирует абсолютную влажность в зависимости от времени транспортировки. Одновременно с этим трубка FLÜS заполняется сухим воздухом для следующей фазы диффузии.

Пространственное положение каждого образца данных влажности вдоль трубной линии получается из сигнала потока поступившего воздуха. Таким образом для каждого цикла измерения рассчитывается так называемый «абсолютный профиль влажности», который отражает распределение наружной влажности вдоль трубной линии. Этот профиль непрерывно сравнивают с профилем эталонного измерения и корректируют в отношении пространственных положений, например, с целью ввести поправки на колебания распределения температуры вдоль трубной линии.

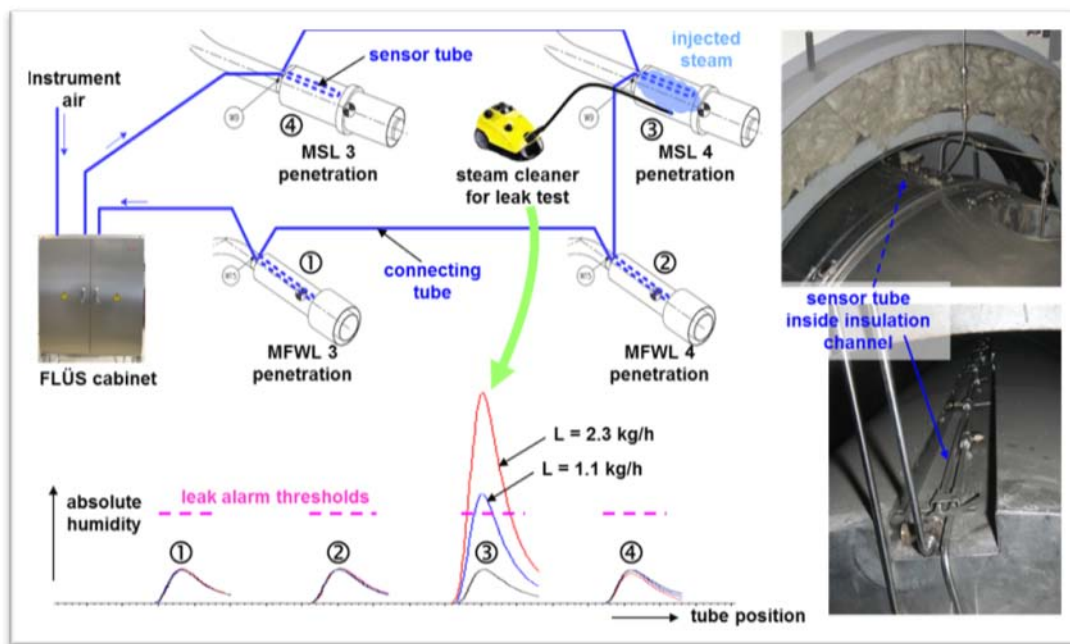


Рис. 4. Контроль проходок MSL и MFWL в здании реактора EPR –

#### Расположение секций сенсорной трубки и результаты испытаний со впрыском пара

Метод обнаружения утечек FLÜS был применен ко всем новым реакторам EPR, которые в настоящее время строятся или вводятся в эксплуатацию во всем мире – как для обнаружения внутренней изоляции элементов, так и для измерения абсолютной влажности в выбранных местах внутри защитной оболочки. Типичная схема на реакторе EPR показана на рис. 4 для одной так называемой «линии мониторинга», которая охватывает 4 проходки труб трубопровода свежего пара (MSL) и главного трубопровода питательной воды (MFWL) на внутренней стороне стены здания реактора. Отдельные секции сенсорной трубки установлены в вырезе в положении на 12:00 на внешней стороне изоляционных кассет. Любой пар от утечки на трубе MSL внутри проходки накапливался бы в узком кольцевом пространстве и приводил бы к резкому увеличению влажности в этом месте.

Эта ситуация была успешно протестирована с помощью испытания по месту в условиях «горячего останова» в период горячей обкатки оборудования станции. На диаграмме внизу рисунка 4 показаны результаты

системы FLÜS: каждая из 4 секций сенсорной трубки хорошо видна на диаграмме с одинаковыми уровнями влажности (→ без впрыска пара). Синяя и красная кривые показывают реакцию системы на пик № 3 (= MSL 4) после 30 минутного впрыскивания пара во внутреннее пространство изоляции трубы при положении трубы на 6:00. Расход пара ( $L = 1,1$  кг/ч и  $2,3$  кг/ч), создаваемого мобильным пароочистителем, измерялся путем взвешивания воды в пароочистителе с помощью цифровых весов.

Разница между измеренными значениями «максимум пика с утечкой» и «максимум пика без утечки» (нормальный фоновый сигнал) является прямым следствием введенного пара. При построении графика этих «повышенных уровней влажности»  $\Delta$ с пика № 3 в зависимости от расхода пара  $L$  найдено монотонное соотношение с хорошей линейностью в диапазоне испытаний (рис. 5). Конечно, этот график выйдет на постоянный уровень при более высоких значениях расхода пара, как только внутри кольцевого пространства в проходке будет достигнуто полное насыщение воздуха паром.

Из этого испытания видно, что система FLÜS может четко определить скорость утечки 1 кг/ч или даже мень-

ше через 30 минут при установке внутри изоляции или непосредственно на изоляции трубы. Дальнейшие исследования на месте других систем FLÜS на реакторах EPR подтвердили также четкие пороги обнаружения от 0,25 до 1,0 кг/ч на изолированных элементах (MSL, MFWL, корпуса запорных клапанов и т.д.). Все испытанные системы FLÜS работают циклами длительно-стью 30 минут и сигнализируют об утечках уже после 1 цикла (30 минут).

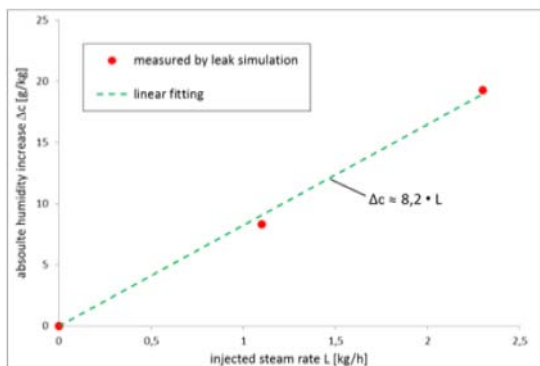


Рис. 5. Коэффициент оценки утечки, полученный по пику № 3 при впрыске пара, как показано на рис. 4

### Мониторинг состояния и анализ данных

В конце прошлого века онлайн-мониторинг на атомных электростанциях в основном выполнялся для критического оборудования, такого как турбины и главные циркуляционные насосы теплоносителя. Объем накопленных данных в то время сводился к наиболее известным индикаторам отказов, таким как эффективные и максимальные значения согласно соответствующим стандартам, например, ISO 10816 и ISO 7919, а также согласно экспертным знаниям. Кроме того, относящаяся к оборудованию информация (о состоянии, технологических процессах и техническом обслуживании) хранились отдельно и анализировались разными специалистами или отделами на станции. Наконец, мониторинг состояния в основном был сосредоточен на

безопасности, а не на технической готовности станции и оптимизации затрат.

В настоящее время, с учетом снижения затрат на контрольно-измерительную аппаратуру, аппаратных средств мониторинга состояния и вычислительных систем, онлайн мониторинг начинает в большей степени применяться к оборудованию, связанному с технической готовностью станции, в дополнение к мониторингу критически важного оборудования. Таким образом, цели мониторинга состояния не ограничиваются только безопасностью, а все больше расширяются на сферу оптимизации эффективности эксплуатационного оборудования (готовность, эффективность, качество). Разумеется, учитываются также соображения, касающиеся доходов и снижения эксплуатационных расходов за счет оптимизации периодичности технического обслуживания, продолжительности обслуживания, управления запасными частями и замены элементов. Для этого крайне важно эффективно контролировать оборудование, собирать и обеспечивать централизованное использование всех данных об оборудовании на одной платформе хранения данных, применять алгоритмы интеллектуального анализа данных (data mining) и анализа собранных данных и, наконец, принимать решение на основе полученной информации в соответствии с рис. 6.

Интеллектуальная система сбора данных компании Framatome (рис. 7) объединяет в себе гибкое оборудование высокого уровня для подключения датчиков разных типов и модульную систему мониторинга данных в реальном времени для обнаружения событий и хранения информации о них. Масштабируемое решение для мониторинга объединяет несколько задач мониторинга в одной системе: мониторинг состояния с использованием вибрационных, акустических и электрических сигнатур, мониторинг усталости материалов с использованием данных о температуре, смещении или вибрации и мониторинг производительности с использованием технологических данных различного оборудования станции (вращающиеся конструкции, такие как насосы, двигатели и т.д., невращающиеся конструкции, такие как трубы и теплообменники).



Рис. 6. Централизация данных и интеллектуальный анализ данных для принятия решений на основе данных



Рис. 7. Универсальная платформа сбора и анализа данных компании Framatome

Все оборудование на электростанции имеет свои типовые характеристики, такие как конструкция, функция, режимы отказа, режимы работы. На основе этих характеристик должен быть выполнен индивидуальный анализ симптомов режима отказа (Failure Mode Symptom Analysis), который идентифицирует все соответствующие режимы отказа и их диагностические индикаторы. Результат этого анализа помогает разработать и настроить систему онлайн-мониторинга, в частности, касающейся выбора датчиков, модулей ввода, контролируемых параметров, стратегий хранения данных и анализа данных для выделения признаков.

Ввод в эксплуатацию системы онлайн-мониторинга должен осуществляться во время ввода в эксплуатацию оборудования или после мероприятий технического обслуживания. На этапе обучения регистрируются базовые или контрольные результаты измерений. Их анализ помогает охарактеризовать оборудование путем определения опорных и предельных значений для разных режимов работы. На этапе эксплуатации собираются и постоянно контролируются динамические и статические данные измерений для обнаружения таких событий, как изменение рабочего состояния или состояния отказа. Данные измерений сохраняются периодически, а также в результате инициирования событиями на устройстве онлайн-мониторинга и затем подвергаются автоматической обработке для выделения признаков.

Машину с системой онлайн-мониторинга, адаптированной с учетом конкретных характеристик машины, постоянно готовая к обмену информацией с централизованной платформой хранения данных (сервером данных) через сеть Ethernet или Интернет можно назвать интеллектуальной машиной (рис. 8). Она способна осуществлять самоконтроль и самодиагностику, выдавать предупреждающие сигналы при мониторинге или сообщения о системных ошибках, и регулярно архивировать данные измерений с использованием платформы хранения данных.

Используя новейшие вычислительные системы, такие как платформы хранения больших данных (big data) и усовершенствованные алгоритмы интеллектуального анализа данных (data mining), например, описательную статистику, машинное обучение, глубокое обучение, теперь можно собирать все машинные данные (данные измерений, отчеты по техническому обслуживанию, эксплуатационные журналы, журналы проведенных работ, отчеты о диагностике и первопричинах событий) на единой платформе данных. Анализ данных помогает быстрее, в большем объеме и более качественно извлекать знания из сопоставления огромного количества и самых разнообразных данных, чем в прошлом специалисты могли делать это вручную. Таким образом, анализ данных позволяет лучше охарактеризовать события при работе оборудования или при отказах, за счет чего улучшается их обнаружение, идентификация и прогнозирование, на-

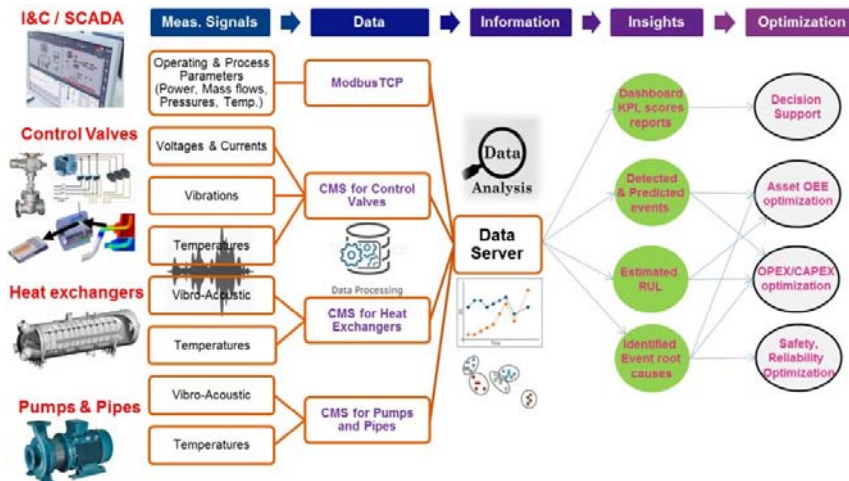


Рис. 8. Пример применения и дополнительные преимущества универсальной платформы сбора и анализа данных компании Framatome

пример, путем распознавания паттернов отказов и оценки остаточного ресурса. Наконец, централизованная платформа хранения данных позволяет руководителям парка оборудования и станции обучаться на основе данных и принимать более эффективные и надежные решения для оптимизации эксплуатируемых станций.

Заказчики компании Framatome приняли решение реализовать онлайн мониторинг для более 35 насосов, важных для обеспечения безопасности и готовности (рис. 9), и собирать технологические данные по этим насосам из КИПиА вместе с данными о состоянии в централизованной платформе хранения данных. Каждый контролируемый насос имеет 4 или 5 датчиков вибрации, в зависимости от количества радиальных и осевых подшипников качения, и, как минимум, 5 технологических параметров. Контроль насосов осуществляется постоянно, при этом обеспечено надежное хранение данных, регистрируемых периодически или после наступления события. Для каждого вибрационного сигнала после каждого сохранения данных автоматическая выполняется специальная обработка данных и выделение признаков. Выделяются два типа признаков:

- признаки при временном анализе, например, эффективные, пиковые, средние и предельные значения и эксцесс
- признаки при частотном анализе, например, узкополосные значения частоты амплитудных, фазовых и огибающих спектров, а также широкополосные энергетические значения амплитудных спектров.

Настроенный сбор и обработка данных и выделение признаков дает не менее 80 временных рядов признаков

на каждый насос и более 2800 временных рядов признаков для 35 насосов. Уникальный способ эффективного использования этого огромного объема данных заключается в использовании анализа данных для получения ценной информации и принятия надежных решений на основе данных.

В период ввода в эксплуатацию собранные исходные результаты измерений были проанализированы с использованием описательной статистики и алгоритмов неконтролируемого машинного обучения (кластеризации) с целью охарактеризовать поведение насосов и для получения опорных и предельных значений для разных режимов работы. На рис. 9 показана реализованная процедура анализа данных и примеры результатов кластеризации:

1. выделение временных рядов признаков из исходных файлов с данными измерений;
2. очистка и нормализация с последующим уменьшением количества признаков (с использованием критериев вариации и корреляции, алгоритмов отбора признаков и преобразования признаков);
3. применение кластерных алгоритмов для идентификации естественных групп, паттернов и выбросов;
4. анализ и интерпретация идентифицированных кластеров с целью:
  - а) понять поведение насосов (что произошло, когда, где, как);
  - б) идентифицировать нормальные состояния и состояния отказа, и определить критерии для их прогнозирования;
  - в) идентифицировать первопричины аномальных состояний или состояний отказа.

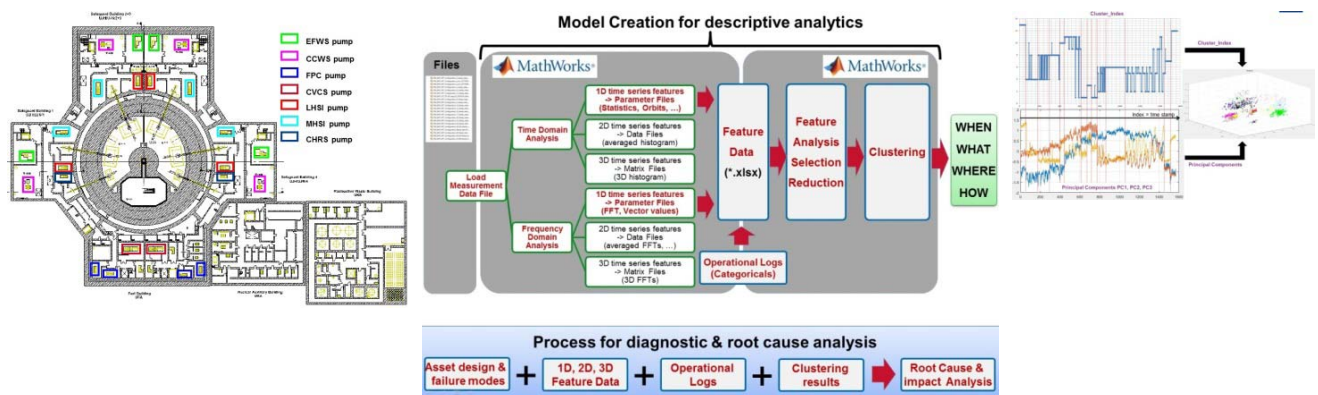


Рис. 9. Насосы с онлайн мониторингом с централизованным хранением данных на станции EPR (слева), Применение описательной статистики и неконтролируемого обучения на данных, полученных при вводе насоса в эксплуатацию (в центре и справа); см. [4], [5]

## Выводы

В данной статье представлены последние достижения в области мониторинга и диагностики в компании Framatome. В первой части представлена новая унифицированная архитектура аппаратного и программного обеспечения для контроля ослабленного крепления и вибрации первого контура и приведен пример нового программного модуля для более точной и надежной оценки данных. Во второй части описаны преимущества системы обнаружения утечек “FLÜS” компании Framatome по сравнению с датчиками влажности и акустическими датчиками, а также последние результаты испытаний при вводе в эксплуатацию на станциях EPR. Третья часть содержит обзор и описание дополнительных преимуществ распределенного мониторинга состояния большого количества единиц оборудования

электростанций с централизованным хранением и интегрированным анализом данных, а также пример применения на EPR.

## Литература

1. CH.W. Mayo, Loose-part signal properties. Progress in Nuclear Energy, Great Britain: Elsevier science Ltd., vol. 28, no. 4, pp. 347-357; 1994
2. H. Lamb, On waves in an elastic plate. Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Volume 93, Issue 648, pp. 114-128, London, Great Britain, 1917
3. T.F. Leutenegger, Detection of defects in cylindrical structures using a time reverse numerical simulation method, Zürich, Switzerland; 2002
4. Matlab/Mathworks, Statistics and Machine Learning Toolbox – User’s Guide, R2017a
5. Matlab/Mathworks, Neural Network Toolbox – User’s Guide, R2017a

# МОНИТОРИНГ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЛОКАЛИЗУЮЩИХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Кравец С.Б., Потапов В.В.  
АО «ВНИИАЭС», Москва

## Введение

Обеспечение герметичности ограждающих конструкций локализуемых систем безопасности (ЛСБ) АЭС является необходимым условием выполнения требований по радиационной безопасности потенциально опасных объектов. Особую актуальность эта задача приобретает для элементов гермооболочки, так как в настоящее время предполагается проведение с периодичностью раз в 10 лет испытаний на герметичность избыточным давлением не  $P_h = 0,07$ , а  $P_h = 0,14$  МПа. Очевидно, что без успешного проведения локальных испытаний на герметичность крупных элементов (шлюзы: основной, аварийный и транспортный, люки, проходки) общую герметичность гермооболочки не обеспечить.

Анализ конструкции и результатов эксплуатации показывает, что наиболее уязвимым местом для конструкций ЛСБ, в плане обеспечения герметичности, являются элементы уплотнения разъемных соединений.

Рассмотрению методов и способов контроля герметичности элементов уплотнения и будет посвящен настоящий доклад.

## Объект испытаний

В качестве разъемных элементов ЛСБ выступают герметичные люки и двери, а также двери шлюзов: основного, аварийного и транспортного. Уплотнение этих элементов осуществляется при помощи резиновых уплотнений, расположенных в два ряда. Двухрядное уплотнение применяется для того, чтобы обеспечить возможность проведения испытаний на герметичность.

Непосредственно уплотнения изготавливают из радиационно-стойкой резины, при этом срок службы этого уплотнения устанавливается длительностью 5 лет.

Испытания на герметичность проводят путем подачи избыточного давления в полость, образованную двумя рядами резиновых уплотнений и плоскостями уплотняемых элементов.

Основной проблемой при проведении данных испытаний является то, что полость, в которую должно подаваться избыточное давление имеет малый объем и, следовательно, определение количественного значения протечек через уплотнения является сложной технической задачей.

К элементам уплотнения ЛСБ предъявляются жесткие требования по герметичности. Так, например, для дверей герметичных [1], допускаемые протечки, приходящиеся на один погонный метр уплотнения, не должны превышать значение  $Q = 10^{-2}$  м<sup>3</sup>/час при перепаде до 30 кПа.

Согласно требованиям СТО 1.1.1.01.001.0900–2013 [2], элементы ЛСБ (устройства герметизации и проходки герметичные) должны иметь возможность проведения контроля герметичности. Необходимо отметить, что класс точности устанавливаемых средств измерений и автоматизации довольно грубый и составляет 2,5.

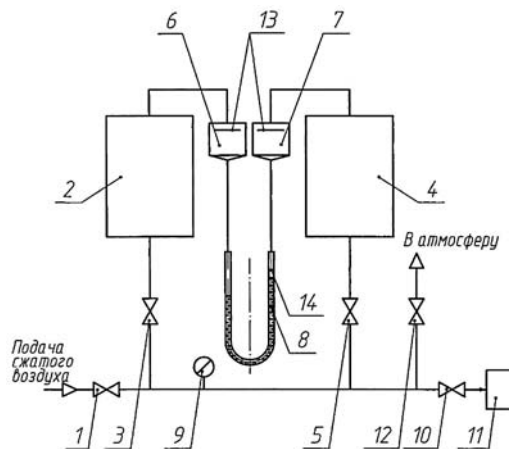
Следовательно, при измерении манометром со шкалой 0,4 МПа, погрешность показаний составит 10 кПа, что для корректного измерения протечек оборудования является слишком грубым, что и будет показано далее.

Для решения задачи корректного измерения значения протечек через элементы ЛСБ авторами предлагается конструкция измерителя протечек, описываемая ниже.

## Система контроля герметичности

Для проведения локальных испытаний на герметичность элементов ЛСБ (устройств герметизации и проходок герметичных) предлагается использовать автономную переносную систему контроля герметичности. Фрагмент принципиальной схемы измерителя протечек приведен на рисунке.

Предлагаемая система содержит запорный клапан 1, управляющий подачей сжатого воздуха к компенсационной камере 2 (через клапан 3) и измерительной камере 4 (через клапан 5). К камерам через расширители 6 и 7 подключен U-образный дифференциальный манометр 8 для измерения разности давления. При этом левый конец U-образной трубки подключен к расширителю 6, а правый – к расширителю 7. Между клапанами 3 и 5 подключен манометр для измерения давления, заданного по «программе испытаний». Клапан 10 подключен к испытуемому изделию 11. Клапан 12 подключен к атмосфере. В расширителях 6 и 7 установлены пластинки 13, выполняющие функцию фильтра при резком сбросе давления, заставляя жидкость возвращаться в дифманометр 8, не попадая в камеры. Мерное стекло 14 дифманометра заполнено жидкостью, например окрашенной дистиллированной водой.



Фрагмент принципиальной схемы измерителя протечек

Представленная на рисунке система герметичности позволяет измерять протечки через любые герметичные элементы ЛСБ, имеющие закрытые полости, при проведении испытаний на герметичность. Основной особенностью предложенного измерителя протечек является то, что он позволяет проводить измерения протечек для любого значения избыточного давления, возможного во внутреннем пространстве ЛСБ (от 0,03 МПа до 0,46 МПа).

Оценим возможности предлагаемой системы на примере уплотнения дверей герметичных, выполненных согласно [1].

Значение расхода воздуха на один погонный метр уплотнения определяется по формуле (1)

$$Q = \frac{\Delta P * V_k * k_{\text{зап}} * t}{P_{\text{атм}} * t_{\text{изм}}} \quad (1)$$

где

$Q = 0,01$  – допустимый объемный расход через уплотнения, м<sup>3</sup>/час;  $\Delta P$  – перепад давления на дифференциальном манометре измерителя протечек, Па;  $V_k = 0,005$  – контрольный объем устройства измерения протечек, м<sup>3</sup>;  $k_{\text{зап}} = 1,2$  – коэффициент запаса;  $t = 3600$  – количество секунд в часе, с;  $P_{\text{атм}} = 1 \cdot 10^5$  – атмосферное давление, Па;  $t_{\text{изм}} = 100$  – время измерения, с.

Следовательно, для рассматриваемого узла уплотнения перепад давления на дифференциальном манометре устройства измерения протечек стенда за период времени 100 сек. составит:

$$\Delta P = \frac{Q * P_{\text{атм}} * t_{\text{изм}}}{V_k * k_{\text{зап}} * t} = \frac{0,01 * 10^5 * 100}{0,005 * 1,2 * 3600} = 4630 \text{ Па} \quad (2)$$

Учитывая, что для перепада давления  $\Delta P = 10$  Па разница высот отметок рабочей жидкости (дистиллированной воды) составит 1 мм, то изменение уровня жидкости для рассматриваемого случая за 100 секунд составит примерно 463 мм.

Рассмотренный выше пример показывает, что применение измерителя протечек для испытаний на герметичность элементов ЛСБ позволит быстро и с необходимой точностью определить фактическое значение протечек для любого значения перепада давлений.

## Выводы

В данной работе рассмотрены вопросы осуществления мониторинга герметичности ограждающих конструкций ЛСБ АЭС. Предложена новая конструкция измерителя протечек, позволяющая оперативно и с необходимой точностью осуществить проведение испытаний на герметичность всей номенклатуры элементов герметичного ограждения атомных электростанций

## Список литературы

1. ЮПА 001.00.00.000 ТЗ. Двери герметичные и защитные для объектов атомной энергетики. Техническое задание. 2006.
2. СТО 1.1.1.01.001.0900-2013. Устройства герметизации (шлюзы, двери) и гермопроходки для атомных электростанций. Технические требования эксплуатирующей организации. 2014.

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ АС

*Разыграев А.Н., Разыграев Н.П.*  
АО НПО «ЦНИИТМАШ», г. Москва

*Антонов М.И., Карякин Ю.Е.*  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург

*Аржаев А.И., Маханев В.О.*  
ООО «НПО «ДИАПРОК», г. Москва

Сооружение и ввод в эксплуатацию новых блоков АС с проектным сроком службы 60 календарных лет подтверждает важность задачи управления техническим состоянием и ресурсными характеристиками оборудования и трубопроводов. Необходимые условия решения этой задачи определены в документе НП-096-15 [1], разработанном с учетом рекомендаций МАГАТЭ [2]. Исходной базой для управления ресурсом технологических систем будет начальное техническое состояние «как построено» («as built»), которое должно быть надежно зафиксировано и сопоставлено с проектными данными.

Наличие скрытых отклонений при монтаже оборудования и трубопроводных систем может приводить к повышению напряжений, дефектообразованию, досрочному исчерпанию ресурса. Контроль фактических параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов при сооружении и в дальнейшем при эксплуатации энергоблока АС является актуальной задачей.

Требование п. 3.3.3 НП-001-15 [3] о применении концепции «течь перед разрушением» (ТПР) к контуру теплоносителя реактора должно быть выполнено для действующих, сооружаемых и проектируемых блоков АС.

Разработка проекта национального стандарта по применению концепции ТПР начата в 2017 г. [4], но еще не завершена. Следует отметить, что за период применения концепции ТПР во многих документах [5-9] записано требование о необходимости учета в анализе прочности и ТПР фактической трассировки трубопроводов и, в целом, состояния трубопроводной системы «как построено». По-видимому, это требование логично учесть и в проекте национального стандарта по применению концепции ТПР.

Одним из наиболее эффективных расчетно-экспериментальных методов оценки фактических параметров НДС трубопроводов и оборудования АС, попадающих в сферу действия Норм расчета на прочность ПНАЭ Г-7-002-86 [10], является метод акустоупругости [11], который может применяться как при монтаже и/или ремонте, так и в режиме гидравлических испытаний (ГИ) технологических элементов АС.

Метод акустоупругости – единственный на сегодняшний день неразрушающий метод, позволяющий измерять усредненные по толщине материала значения осевых и кольцевых упругих напряжений в трубопрово-

дах и тонкостенных сосудах (при температуре измерений от 20 до 180 °С).

Суть используемого явления акустоупругости состоит в том, что для плоского напряженного состояния в области упругих деформаций существует линейная зависимость скоростей распространения объемных упругих волн в направлении, перпендикулярном плоскости действия напряжений, от величин напряжений.

Реализация метода акустоупругости сводится к задаче формирования зондирующих сигналов и измерения временных задержек эхо-сигналов трех ультразвуковых волн взаимноортогональной поляризации (две ортогональные сдвиговые волны и одна продольная волна). Необходимо обеспечить выполнение предельно жестких требований по точности измерения временных задержек, составляющей единицы наносекунд.

Задача аппаратной реализации метода акустоупругости решена в выпускаемом фирмой «Инкотес» компактном переносном приборе для измерений механических напряжений ИН 5101А [12], который обеспечивает формирование упругих волн и измерения с необходимой точностью времени их распространения. Прибор ИН 5101А внесен в Государственный реестр средств измерений в соответствии с Сертификатом об утверждении типа средств измерений [13]. Прибор ИН 5101А (в особенности в исполнении 00) пригоден для применения в полевых условиях: на трассах магистральных трубопроводов, на площадке сооружения АЭС, а также в помещениях действующих блоков АЭС, где расположены трубопроводы и оборудование.

С целью обеспечения измерений методом акустоупругости напряжений в элементах оборудования и трубопроводов АЭС, выполненных из сталей перлитного и аустенитного классов, был разработан документ «Элементы оборудования АЭС. Методика выполнения измерений механических напряжений, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости» (МВИ) [14].

МВИ устанавливает режимы и процедуры определения усредненных по толщине стенки осевых и окружных напряжений, возникающих в результате технологических воздействий (от внутреннего давления, приложенных усилий и изгибающих моментов, температурной самокомпенсации и пр.) в условиях упругой деформации. Объектами измерений являются полевые цилиндрические элементы трубопроводов и оборудо-

вания диаметром 325-1420 мм (Ду300-Ду1400) с толщиной стенки не более 0,1 наружного диаметра. Прибор ИН 5101А, обеспечивающий выполнение измерений методом акустоупругости, прошел калибровку на эталоне силы, что позволяет проводить измерение компонентов тензора напряжений в области применения МВИ [14].

Погрешность измерения компонентов напряжений (сжатия и растяжения) методом акустоупругости в соответствии с МВИ составляет для напряжений:

- от 0 МПа до 100 МПа вкл. –  $\pm 15$  МПа;
- свыше 100 МПа до 480 МПа вкл. –  $\pm 9,5\%$ .

МВИ предусматривает три режима измерений методом акустоупругости:

Режим 1 – «акустическая тензометрия» (АТ). В этом режиме измеряются суммарные напряжения, действующие в точке контроля. Если значения напряжений в точке контроля до приложения нагрузок известны, то могут быть определены значения (приращения) напряжений в этой точке, соответствующие именно этим нагрузкам.

Режим 2 – разностная акустическая тензометрия (РАТ). В этом режиме измерения проводятся в точке контроля и в «условно-нулевой» точке. Измеряемые значения соответствуют разности напряжений, действующих в точке контроля и «условно-нулевой» точке. В качестве «условно-нулевой» точки используется одна из точек, расположенных в опорной зоне – участке объекта контроля, для которого известны значения напряжений (чаще всего, значения этих напряжений малы по сравнению с напряжениями в точке контроля). В МВИ приведен критерий, позволяющий по результатам измерений оценить возможность использования выбранной точки в качестве «условно-нулевой».

Режим 3 – «безнулевая акустическая тензометрия» (БАТ). Режим аналогичен режиму РАТ, но в качестве «условно-нулевой» точки используется точка, расположенная на образце-представителе материала объекта, находящемся в ненапряженном состоянии. Режим используется в том случае, если анализ показал, что на объекте отсутствует зона, свободная от напряжений, или если выбранная при проведении измерений в режиме 2 точка не соответствует установленному критерию.

Метод акустоупругости может рассматриваться как эффективное дополнение к разделу 5 Приложения 3



Рис. 1. Прибор для измерения механических напряжений ИН-5101А (исполнение 01)

к «Нормам расчета на прочность оборудование и трубопроводов АЭУ» ПНАЭ Г-7-002-86 [9], где описаны применяемые в атомной энергетике методы экспериментального определения НДС трубопроводов и оборудования. Наиболее широко применяемый в атомной энергетике метод тензометрирования дает возможность измерять параметры НДС только на поверхности трубопроводов и оборудования.

К областям, где наиболее востребованным может оказаться метод акустоупругости, относятся задачи обеспечения качества при монтаже трубопроводных систем, в первую очередь, из монометалла (здесь и далее — с наружным диаметром более 300 мм) при сооружении новых энергоблоков АС, а также при ремонте с полным роспуском аналогичных трубопроводов действующих энергоблоков АС.

Согласно НП-001-15 [3], обеспечение надежности элементов систем, важных для безопасности, и обеспечение качества на всех стадиях жизненного цикла АС являются основными требованиями к элементам АС.

Результаты измерений НДС методом акустоупругости на этапах монтажа и ввода в эксплуатацию должны заноситься в информационный паспорт безопасности трубопроводной системы, который в дальнейшем дополняется на этапах эксплуатации, продления срока эксплуатации и вывода из эксплуатации.

В 2013 г. в отрасли были разработаны предложения по применению метода акустоупругости на этапе монтажа трубопроводов и оборудования новых блоков АС, однако в связи с опытным применением метода к решению проблемы сварного соединения №111 [15] вопрос о применении метода на трубопроводах АС был отложен.

Однозначно положительных результатов в работе [15] получить не удалось, что было отмечено в заключении [16]. Это объясняется, в первую очередь, тем, что патрубки Ду1200 ПГВ-1000 относятся к классу трехмерных конструкций, в которых в наиболее проблемной зоне вблизи короткой образующей отсутствуют условия плоского напряженного состояния (рис. 2 из [17]), требуемые для применения расчетных формул, используемых в МВИ [14].

В настоящее время представляется актуальным использовать измерения методом акустоупругости для контроля послемонтажного напряженно-деформированного состояния трубопроводов в целях контроля качества монтажа (выявления непроектных монтажных натягов).

При обсуждении результатов работы [15] на совещании в эксплуатирующей организации в марте 2014 г. отмечалась необходимость дополнительного уточнения значений коэффициентов упруго-акустической связи и термоакустических коэффициентов в диапазоне температур от 55°C до 150°C и включения их в МВИ [14] для выполнения измерений при ГИ трубопроводов и оборудования. Также было предложено начать разработку высокотемпературных датчиков для измерений методом акустоупругости в диапазоне температур до 350°C для обеспечения возможности проведения измерений в режимах «в холостую» и «под нагрузкой». Эти мероприятия должны быть включены в комплекс подготовительных работ по применению метода акустоупругости для контроля послемонтажного напряженно-деформированного состояния ответственных трубопроводов АС.

При ремонте трубопроводов наиболее предпочтителен режим 1 — АТ. Измерения до сварки замыкающего

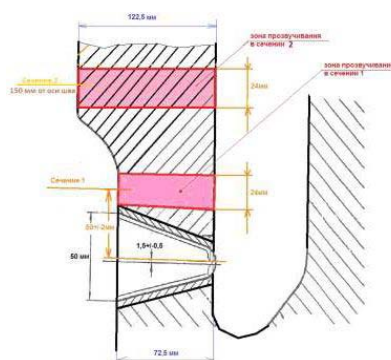


Рис. 2. Сечения патрубка Ду1200, которые были использованы в [17] для определения силовых граничных условий узла приварки коллектора к патрубку ПГВ-1000

стыка (с двух сторон) и после сварки (в тех же сечениях) должны позволить оценить наличие принудительной стыковки труб по линейным и угловым координатам.

Для этапа монтажа трубопроводов наиболее перспективен режим 3 — БАТ. В качестве образца-представителя используется элемент трубопровода до его установки в систему и сварки, то есть элемент выступает и как объект измерений, и как образец-представитель.

Метод акустоупругости не позволяет зафиксировать крутящие моменты и перерезывающие усилия вблизи замыкающего стыка, поэтому в пространственной системе трубопроводов надо дополнительно контролировать НДС участков, на которых могут быть выявлены дополнительные изгибные моменты от перерезывающих усилий, приложенных при сварке замыкающего стыка. Сопоставление экспериментальных данных, полученных на этапах монтажа и ввода в эксплуатацию трубопроводов и оборудования АЭС, с результатами проектных расчетов позволит откорректировать расчетные модели и уточнить оценки обеспечения проектного ресурса. Откорректированные расчетные модели и результаты измерений методом акустоупругости должны заноситься в информационный паспорт безопасности трубопроводной системы.

Для действующих энергоблоков АС, для которых дефициты проектирования и сооружения устранить на этапе эксплуатации затруднительно, метод акустоупругости может эффективно применяться в рамках реализации второго базового принципа концепции ТПР — контролируемой эксплуатации. Это касается трубопроводных систем и оборудования, для которых в процессе эксплуатации зафиксированы случаи повреждений, не рассмотренные в проектной документации.

К подобным повреждениям относятся, например, повреждения по механизму эрозионно-коррозионного износа под действием потока среды, наблюдаемые в элементах, изготовленных из сталей перлитного класса. Другим примером являются повреждения сварных соединений трубопроводов Ду300 РБМК-1000, изготовленных из коррозионно-стойкой стали аустенитного класса.

Для применения метода акустоупругости при решении задачи управления техническим состоянием и ресурсными характеристиками трубопроводов и оборудования АС необходимо взаимодействие эксплуатирующей организации как с проектными организациями (определение наиболее нагруженных зон и возможных зон измерений методом акустоупругости), так и с головными материаловедческими организациями (раз-



работка необходимой нормативной-методической и исполнительной документации по применению метода акустоупругости при монтаже и ремонте трубопроводных систем и оборудования АС).

### Список литературы

1. Ростехнадзор. НП-096-15. Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения.
2. IAEA. Ageing Management for Nuclear Power Plants. Safety Guide No.NS-G-2.12, 2009.
3. Ростехнадзор. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
4. АО «Концерн Росэнергоатом». Закупка №170310/0513/304. Право заключения договора на Разработку ГОСТ Р «Предотвращение разрывов трубопроводов атомных электростанций на основе концепции безопасности «течь перед разрушением». Общие требования»
5. Schulz H. The Evolution of the Break Preclusion Concept for Nuclear Power Plants in Germany // Proceedings of the Seminar on Leak Before Break in Reactor Piping and Vessels. Lyons, France, 9-11 October 1995.
6. Roos E., Herter K.-H., Otremba F., Metzner K.-J. General Concept for the Integrity of Pressurized Components // Transactions, SMiRT 16, Washington DC, August 2001.
7. U.S. NRC, «Leak-Before-Break Evaluation Procedures», Standard Review Plan (SRP), Section 3.6.3, NUREG-0800.
8. Nuclear Safety Standards Commission (KTA), Verification Analysis for Rupture Preclusion for Pressure Retaining Components in Nuclear Power Plants., Safety Standard KTA 3206, 2014.
9. STUK. YVL E.4: Strength analyses of nuclear power plant pressure equipment, 15.11.2013.
10. Ростехнадзор. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭУ. ПНАЭ Г-7-002-86.
11. Маханев В.О., Пасманик Л.А., Подлатов М.А. и др. К вопросу о применении метода акустоупругости для обеспечения качества работ по монтажу и ремонту трубопроводов и

оборудования АС // Сборник трудов Восьмой международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2014), Москва, 23–25 мая 2012 г.

12. Маханев В.О., Подлатов М.А., Разыграев Н.П. и др. Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов и оборудования блока АС, потенциально подверженных ЭКИ // Презентация доклада на Девятой международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2014), Москва, 21–23 мая 2014 г.

13. Росстандарт. Сертификат об утверждении типа средств измерений № RU.C.28.011.A № 20395.

14. ООО «ИНКОТЕС». Элементы оборудования АЭС. Методика выполнения измерений механических напряжений, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости (свидетельство об аттестации в органах Ростехрегулирования №633/17004; номер регистрации ФР.1.28.2009.06227 в Федеральном реестре методик выполнения измерений, применяемых в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора).

15. АО «Концерн Росэнергоатом». Закупка №120925/0513/303. Право заключения договора на Опытное применение метода акустоупругости для оценки напряженно-деформированного состояния узла приварки коллектора теплоносителя к патрубку Ду1200 парогенераторов ПГВ-1000 АЭС с ВВЭР-1000.

16. АО «Концерн Росэнергоатом». Заключение. Об использовании метода акустоупругости для оценки напряжений в элементах оборудования и трубопроводов АЭС. 2014.

17. Модестов В.С., Пасманик Л.А. и др. Оценка напряженно-деформированного состояния УСКП при термосиловом нагружении парогенераторов серии ПГВ-1000 расчетно-инструментальным методом с определением силовых граничных условий методом акустоупругости // Сборник трудов Девятой международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР» (МНТК-2015), Подольск, 19–22 мая 2015 г.

# ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ТОКА РЕЛАКСАЦИИ

Кононенко А.И., Хохряков А.В., Уваров А.А.,  
Ратников Д.А., Шкиль Г.Н.  
АО «НИИП», Лыткарино

## Введение

Представлены экспериментальные данные по измерению изотермического тока релаксации (ИТР) в различных по своей природе типах промышленной электрической изоляции: сшитой полиэтиленовой (СПЭ) изоляции силовых кабелей напряжением 6 кВ и терморезистивной изоляции обмоток статоров мощных вращающихся машин. Оценку степени старения/повреждения электрической изоляции проводили по показателям, которые определяли из так называемой кривой распределенного заряда. Анализ полученных экспериментальных данных показал, что метод ИТР обладает высокой чувствительностью регистрации зарождающихся дефектов в этих изоляционных материалах и позволил определить для сшитой полиэтиленовой изоляции показатели старения и их начальные и предельные значения.

## Измерение изотермического тока релаксации и определение диагностических параметров

Измерение ИТР в качестве метода оценки состояния электрической изоляции используется достаточно давно. Метод обладает высокой чувствительностью к наличию объемных зарядовых состояний в диэлектрике и дает возможность регистрировать дефекты изоляции, которые не вносят свой вклад в сквозной ток проводимости, например, дефекты в отдельных слоях многослойных диэлектрических материалов или объемные дефекты в материалах с очень низкой объемной проводимостью. Метод ИТР основан на модели теплового высвобождения носителей заряда из ловушек [1] и применяется для оценки состояния изоляции силовых кабелей среднего напряжения [2]. Экспериментальную кривую ИТР традиционно описывают уравнением

$$I_{IRC} = I_0 + \sum_i^n I_i \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right), \quad (1)$$

где  $I_i$  и  $\tau_i$  – интенсивность и время жизни  $i$ -й компоненты тока релаксации,  $I_0$  – установившийся ток. ИТР определяется дефектами в объеме диэлектрика, которые имеют дискретный набор энергетических уровней, расположенных выше уровней Ферми. В этом случае для энергии  $\Delta E$ , необходимой для переноса захваченного в ловушке электрона с энергетическим уровнем  $E_{Tr}$  до нижнего края зоны проводимости  $E_c$  и временем этого процесса  $t$  выполняется соотношение [1]

$$\Delta E = E_c - E_{Tr} = kT \ln vt, \quad (2)$$

где  $k$  – постоянная Больцмана,  $T$  – температура,  $v$  – вероятность высвобождения электрона из ловушки. В ра-

боте [1] показано, что для ИТР справедливо следующее уравнение

$$I_{IRC} = \frac{qLkT}{2t} f_0(E)N(E), \quad (3)$$

где:  $q$  – заряд,  $L$  – толщина диэлектрика (изоляции),  $f_0(E)$  – начальная заселенность ловушек электронами,  $N(E)$  – энергетическая плотность ловушек.

Из уравнений (3) и (1) следует, что

$$f_0(E)N(E_{Tr}) = \frac{2}{qLkT} t \left[ I_0 + \sum_{i=1}^3 a_i e^{-\frac{t}{\tau_i}} \right].$$

Для экспериментатора самым важным из этой теории является то, что произведение ИТР на время  $t$  прямо пропорционально плотности ловушек  $N(E)_{E=E_{Tr}}$ . С другой стороны, из (2) следует, что  $E_{Tr}$  прямо пропорциональна логарифму времени измерения

$$E_{Tr} = E_c - kT \ln vt. \quad (5)$$

Это означает, что зависимость " $I_{IRC}t - \log_{10}t$ " подобна зависимости  $N(E) - (E_c - E)$  и, следовательно, дает возможность восстановить энергетическое распределение ловушек, заполненных электронами в верхней половине запрещенной зоны диэлектрика. Поэтому зависимость " $I_{IRC}t - \log_{10}t$ " или так называемую кривую распределенного (по времени или энергии) заряда можно использовать для оценки состояния электрической изоляции.

На рис. 1–2 представлены характерные кривые ИТР, распределенного заряда и их компоненты, полученные в ходе проведения диагностических работ. Традиционную кривую ИТР можно однозначно разложить на три компоненты. Для однородной СПЭ изоляции первую компоненту длительностью от 5 до 10 с обычно ассоциируют с бездефектной областью изоляции, вторую компоненту длительностью от 25 до 70 с связывают с релаксацией заряда на границах раздела диэлектрик – полупроводящий слой, третью длительностью от 250 до 900 с – с дефектами в объеме изоляции. Использовать в качестве диагностических параметров (ДП) непосредственно величины  $I_i$  и  $\tau_i$ , как правило, нельзя, так как их величина зависит и от емкости и от геометрии исследуемой изоляции. Поэтому в качестве ДП можно использовать параметры, характеризующие форму и величину кривой распределенного заряда. Например, это может быть отношение между максимумами  $h_3$  и  $h_2$  (см. рис. 2) или отношение между площадями третьей  $S_3$  и второй  $S_2$  компонент распределенного заряда, если полагать, что старение изоляции обусловлено ростом объемных дефектов, а изменение зарядовых состояний на границах раздела практически отсутствует.

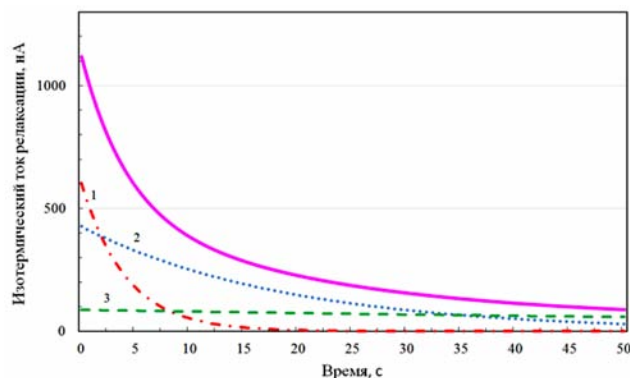


Рис. 1. Кривая изотермического тока релаксации и ее компоненты (1–3)

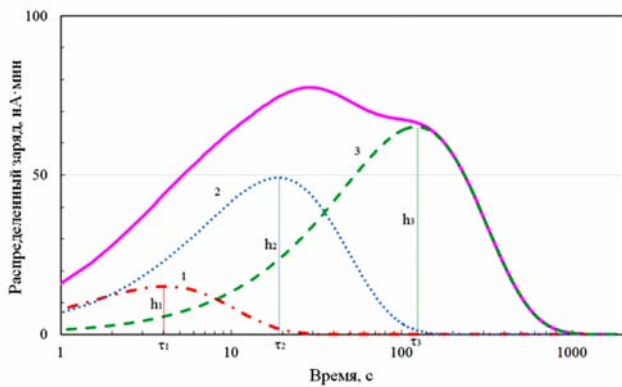


Рис. 2. Кривая распределенного заряда и ее компоненты (1–3)

### Оценка состояния силовых кабелей со сшитой полиэтиленовой изоляцией

ИТР использовали для диагностики силовых кабелей типа ПвБвнг(А)-LS сечением жил 50, 70, 120 и 150 мм<sup>2</sup> после нескольких лет эксплуатации в помещении энергоблоков, их длина составляла от 150 до 300 м. Измерение ИТР проводили прибором AC-Tester; сопротивление изоляции – мегомметром S1-5005; тангенс угла диэлектрических потерь в диапазоне частот от 0,001 до 1000 Гц – прибором IDAX 350.

Для регрессионного анализа кривых ИТР применяли программу Fitter [3]. Экспериментальные кривые ИТР аппроксимировали суммой трех экспонент, затем строили кривые распределенного заряда (см. рис.3) как для каждой экспериментальной кривой, так и для каждой её компоненты и определяли величины  $h_3$  и  $h_2$  как это указано на рис. 2.

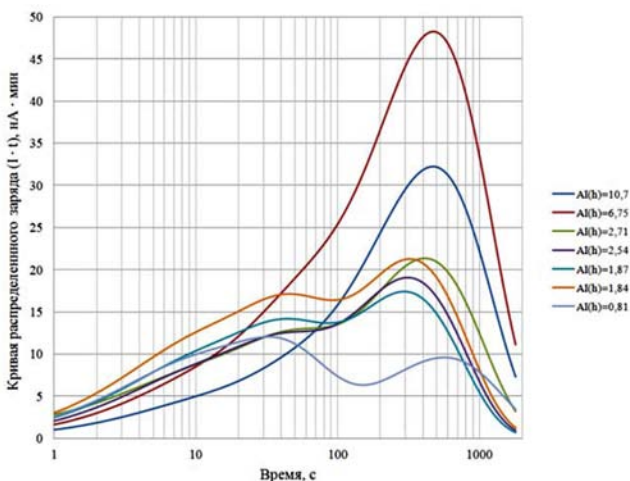


Рис. 3. Кривые распределенного заряда изоляции для кабелей типа ПвБвнг(А)-LS с различным уровнем старения AI(h)

В качестве основного ДП был выбран показатель старения изоляции AI(h), который определялся как отношение величин  $h_3/h_2$ . Причем показатель AI(h) рассчитывали как для нефиксированных начальных значений  $I_i$  и  $\tau_i$ , так и при фиксированном значении  $\tau_1$  для подтверждения модельного положения о том, что первая компонента длительностью 5–10 с соответствует бездефектной области изоляции. Во втором случае величину  $\tau_1$  взяли равной 5 с, именно такое значение было получено для кабеля с наименьшим значением AI(h) = 0,8 при проведении регрессии в первом случае.

Дополнительно рассчитывали и показатель старения изоляции AI(S), который определялся как отношение площадей третьей и второй компонент распределенного заряда  $S_3/S_2$ .

В табл. 1 указаны параметры диагностики СПЭ изоляции для обследованных кабелей. Приведены два показателя старения AI(h) и AI(S) и электрические характеристики кабелей: электрическое сопротивление  $R_{1 \text{ мин}}$ , коэффициент абсорбции  $K_a$ , индекс поляризации PI. В табл. 1 кабели расположены по возрастанию величины показателя AI(h), значения этого показателя при фиксированной величине  $\tau_1$  обозначены как AI(h)| $\tau_1=5\text{с}$ . (В позиции 3 табл. 1 указаны ДП кабеля, для которого кривые ИТР и распределенного заряда были представлены выше на рис. 1–2).

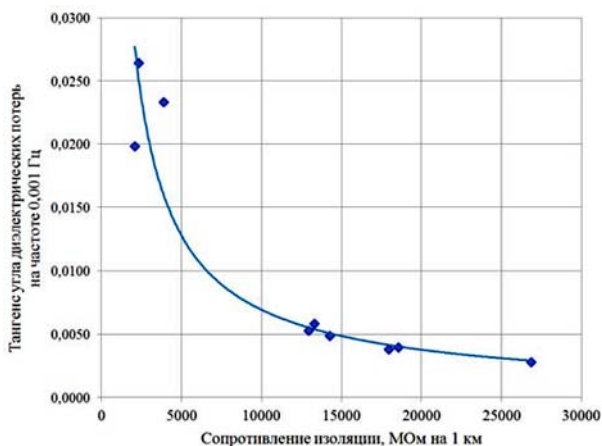
Анализ экспериментальных данных показал: во-первых, модельное положение об отнесении первой короткоживущей компоненты ИТР к бездефектной области изоляции справедливо, так как значения AI(h) и AI(h)| $\tau_1=5\text{с}$  совпадают. Во-вторых, для трех кабелей (позиций 11–13 в табл. 1) резкое падение поляризационных свойств изоляции по показателю PI сопровождается резким увеличением показателей старения AI(h) и AI(S).

Две причины изменения поляризационных свойств СПЭ изоляции в нашем случае реализуются. Во-первых, это проникновение влаги по границе раздела «проводник-изоляция» из-за циклического нагрева и охлаждения кабеля, т.е. повышения и понижения давления по границе раздела. Этот механизм ярко выражен для кабелей питания аварийных насосов, указанных в позициях 11 и 12 табл.1, работоспособность которых проверяют раз месяц. Они имеют пониженные сопротивление изоляции,  $K_a$ , PI и повышенные диэлектрические потери на частоте 0,001 Гц (см. рис. 4). Другой механизм деградации изоляции является определяющим для кабеля, ДП которого указаны в позиции 13 табл. 1. Он обладает большим сопротивлением (самым большим среди обследованных кабелей), низкими диэлектрическими потерями на частоте 0,001 Гц (см. рис. 4), большим значением  $K_a$  и, с другой стороны, низким значением PI и большой величиной показателя старения AI. Следовательно, в данном случае мы наблюдаем «тушение» объемной (миграционной) поляризации за счет появления новых дефектов. Появление этих дефектов связано с некачественным изготовлением концевых заделок, наличием углублений в изоляции, образовавшихся при снятии полупроводящего слоя, и последующей ионизацией среды в этих местах. Во всех других обследованных кабелях в эксплуатации реализуются описанные выше механизмы деградации изоляции в той или иной степени. Дефекты изоляции развиваются на концевых участках кабелей и это подтверждается историей эксплуатации кабелей. При проведении испытаний повышенным напряжением фиксировались «неожиданные» отказы отдельных кабелей. Переразделка концевых заделок восстанавливала их состояние.

Следовательно, деградацию СПЭ изоляции силовых кабелей низкого и среднего напряжений как из-за увлажнения, так и из-за электрического старения можно контролировать по диагностическому параметру AI. Если эти дефекты дают вклад в сквозной ток проводимости, то контроль за ними можно осуществлять по традиционным электрическим параметрам. Наиболее чувствительным традиционным ДП в нашем случае является индекс поляризации PI. Очевидно, что все ДП

**Таблица 1.** Электрические параметры и показатели состояния по измерению изотермического тока релаксации представительных кабелей типа ПвБвнг(А)-LS

№	Длина, м	$R_{1\text{ мин}}$ , МОм	PI	$K_a$	AI(h)	$AI(h) _{t_1=5c}$	AI(S)
1	165	14973	3,1	2,7	0,81	0,81	11,8
2	127	16764	2,8	2,9	1,79	1,80	18,2
3	164	15039	2,8	2,7	1,84	1,84	19,7
4	128	15494	2,9	3,1	1,86	1,86	12,9
5	165	18532	2,5	3,1	1,87	1,87	20,1
6	128	20193	3,1	2,9	1,92	1,92	20,5
7	143	19591	2,5	3,3	1,97	1,97	18,9
8	128	20320	3,0	3,4	2,30	2,55	26,5
9	139	21684	2,1	3,0	2,54	2,54	30,8
10	128	12928	3,1	2,9	2,71	2,70	35,2
11	242	2096	1,3	1,2	6,75	6,73	84,3
12	248	2778	1,0	1,2	10,70	10,39	166,5
13	244	26840	1,1	3,0	12,36	12,36	346,6



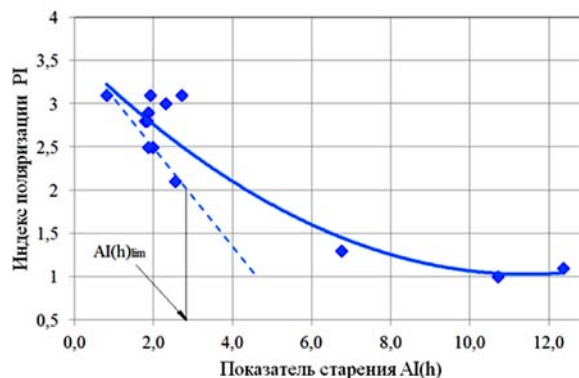
**Рис. 4.** Тангенс угла диэлектрических потерь на частоте 0,001 Гц в зависимости от сопротивления изоляции для представительных кабелей типа ПвБвнг(А)-LS

имеют разную чувствительность к различным типам дефектов.

В отличие от ИТР традиционные электрические методы контроля не могут зарегистрировать объемные дефекты в изоляции, если они не вносят вклад в сквозной ток проводимости. В нашем случае можно считать, что изменение величин AI(h) и AI(S) в основном обусловлено появлением дефектов, которые регистрируются по показателям  $R_{1\text{ мин}}$ , PI и величине тангенса угла диэлектрических потерь на частоте 0,001 Гц. Для показателя PI общеприняты следующие критерии оценки состояния полимерной изоляции: PI > 4 – норма, PI от 2 до 4 – хорошее, PI от 1 до 2 – несоответствующее (сегодня они представлены в руководстве пользователя для любого цифрового мегомметра). Исходя из этих критериев и полученных экспериментальных данных были определены начальные и предельные величины для показателей AI(h) и AI(S). Для этого строили зависимости «AI(h) – PI» и «AI(S) – PI» и руководствовались следующим консервативным подходом: 1) предельным значениям показателей AI(h) и AI(S) соответствует величина PI = 2, 2) для определяющих корреляционных

зависимостей принимали во внимание только крайние левые точки полученных экспериментальных данных (см. рис. 5), так как ИТР имеет более высокую чувствительность к изменению объемных зарядовых состояний диэлектрика, чем PI.

Величины предельных значений AI составили:  $AI(h)_{\text{lim}} = 2,8$  и  $AI(S)_{\text{lim}} = 30,7$ . В качестве начальных значений AI для несостаренной СПЭ изоляции кабелей типа ПвБвнг(А)-LS можно использовать наименьшие полученные значения AI, полученные для кабеля, указанного под №1 в табл. 1, т.е.  $AI(h)_0 = 0,8$  и  $AI(S)_0 = 11,8$ . Следует отметить, что определение начальных значений AI на новых кабелях возможно только после их кондиционирования, т.е. «отжига» технологических дефектов, например, заряженных радикалов. Достаточно несколько месяцев эксплуатации силовых кабелей для «отжига» таких дефектов. Полученные данные показали, что вплоть до предельных значений наблюдается прямо пропорциональная зависимость между AI(h) и AI(S), т.е. в качестве ДП силовых кабелей среднего напряжения с СПЭ изоляцией можно применять как AI(h), так и AI(S). В дальнейшем, при последующем наборе экспериментальных данных начальные и предельные значения для кабельной изоляции из СПЭ будут уточняться. На сегодняшний день для практиче-



**Рис. 5.** Корреляционная зависимость между индексом поляризации и показателем старения AI(h)

ской работы  $AI(h)_{lim} = 2,8$  вполне приемлемая величина. По принятым в данной статье модельным положениям это означает наличие в объеме изоляции дефектов, заряд которых в 2,8 раза превышает заряд на границе раздела «изоляция – полупроводниковый слой». Конечно, важным моментом является распределение по объему этого регистрируемого заряда, так как метод ИТР является интегральным. Другими словами, если старение СПЭ изоляции идет равномерно по всей длине кабеля, то значение предельной величины  $AI(h)_{lim}$  можно увеличить.

Таким образом, применение показателя  $AI(h)$  дает возможность оценивать техническое состояние силовых кабелей с изоляцией из СПЭ по всей траектории старения от момента зарождения дефектов до предельного состояния. Принимая во внимание, что для определения значения  $AI(h)_{lim}$  был использован консервативный подход, и полагая, что скорость старения СПЭ постоянна и прямо пропорциональна времени эксплуатации, гарантированно заниженный срок службы кабеля можно оценить по формуле

$$\tau_{AI} = \tau_d \cdot \frac{AI(h)_{lim} - AI(h)_d}{AI(h)_d - AI(h)_0},$$

где  $\tau_d$  и  $AI(h)_d$  срок службы и величина на момент диагностики.

### Контроль состояния изоляции обмоток статоров мощных вращающихся машин

Метод ИТР использовали для контроля состояния терморезистивной изоляции типа «Монолит 2» обмоток статора 8 электродвигателей (ЭД) типа ВДА-173/99-6У4 мощностью 5600 кВт, срок службы которых составлял более 30 лет. Наряду с измерением ИТР проводили измерения сопротивления изоляции прибором Megger-S1 1054/2; восстановленного напряжения (ВН) прибором AC Tester и определяли частотно-диэлектрические потери в диапазоне частот от 0,001 до 1000 Гц прибором IDAX 350. При проведении электрических измерений приборы подключали к одной из фаз обмотки (все фазы на другой стороне были соединены) и корпусом статора. При такой схеме подключения изменение ДП обусловлено не только состоянием самой терморезистивной изоляции, но и состоянием ее поверхности.

Результаты измерений представлены на рис. 6. В таблице 2 указаны традиционные ДП, рассчитанные из экспериментальных данных, коэффициент абсорбции  $K_a$ , индекс поляризации PI, максимум восстановленного напряжения  $U_{rm}$  и его положение  $T_{rm}$  на временной

оси, максимумы компонент кривой распределенного заряда  $h_1, h_2, h_3$ . Эти ДП в таблице 2 расположены по мере уменьшения сопротивления изоляции  $R_{1min}$ .

Сопротивление изоляции, измеренное через 1 минуту после подачи напряжения  $R_{1min}$ , у восьми обследованных обмоток существенно различается, максимальное значение равно 43050 МОм, минимальное – 3873 МОм (эти значения соответствуют номерам 1 и 8 в табл. 2, соответственно). Вместе с тем отдельные слои многослойной изоляции, либо загрязнение поверхности этих же двух обмоток имеют проводимость значительно выше, чем остальные. На это указывает значительное смещение положения максимума  $T_{rm}$  кривых ВН в сторону меньших времен (см. табл. 2 и рис. 6в), т.е. скорость релаксации центров объемной поляризации в изоляции обмоток №1 и №8 выше, чем в других обмотках [4, 5]. Увеличение проводимости связано с большим количеством дефектов в отдельных слоях изоляции либо наличием сильного загрязнения обмоток. Зарядовое состояние этих дефектов является причиной больших величин максимумов восстановленного напряжения  $U_{rm}$ . Вместе с тем, дефекты для изоляции №1 и №8 имеют разную природу. Это явно видно из полученных экспериментальных данных. Во-первых, мы наблюдаем значительное различие в сопротивлении изоляции  $R(t)$  в измеряемом диапазоне от 0 до 10 мин (см. рис.6а), во-вторых, почти на порядок различающиеся диэлектрические потери в измеряемом диапазоне частот (см. рис.6г), в-третьих, наблюдается пересечение кривых ВН в районе 750 с (см. рис.6в), в-четвертых, различаются положения максимумов кривых распределенного заряда на временной шкале (см. рис.6б) для обмотки №8 с наименьшим сопротивлением изоляции существенно сдвинут влево по шкале времени по сравнению с максимумом обмотки №1. Как было показано выше, кривая распределенного заряда в методе ИТР фактически соответствует плотности заселенности электронами ловушек с разными энергетическими уровнями в запрещенной зоне диэлектрика. Следовательно, дефекты изоляции для обмотки №8 имеют в основном более низкую энергию залегания от края зоны проводимости, чем дефекты изоляции для обмотки №1. Возможность количественного разделения групп дефектов изоляции по энергии, показывает в данном случае явное преимущество метода ИТР перед методом ВН. Пересечение кривых ВН 1 и 8 на рис. 6в для изоляции этих обмоток лишь качественно указывает на различия в энергетическом спектре дефектов.

Следует отметить, что обмотки статора работают в тяжелых условиях высоких температур, механических

**Таблица 2.** Значения характерных параметров диагностики изоляции обмоток статоров электродвигателей

№	$R_{1min}$ , МОм	$K_a$	PI	$U_{rm}$ , В	$T_{rm}$ , с	$h_1$ , нА мин	$h_2$ , нА мин	$h_3$ , нА мин	$T_{gd}$ на частоте 0,001 Гц
1	43050	3,2	3,5	1058,7	35,0	10,8	61,3	447,6	0,0601
2	31650	2,9	4,0	147,3	188,0	6,4	21,9	54,6	0,1138
3	29630	3,1	4,7	170,9	189,0	8,3	28,3	66,7	0,0636
4	28730	3,0	4,0	175,5	181,5	8,0	27,9	64,4	0,3681
5	16940	2,8	4,5	265,7	197,0	11,9	46,2	110,0	0,1138
6	15210	2,4	2,0	237,5	199,5	5,6	23,7	68,5	0,1241
7	7187	1,6	5,1	177,0	197,0	8,0	28,6	61,6	1,3583
8	3873	2,6	26,1	1428,8	26,0	30,6	373,4	148,9	0,9268

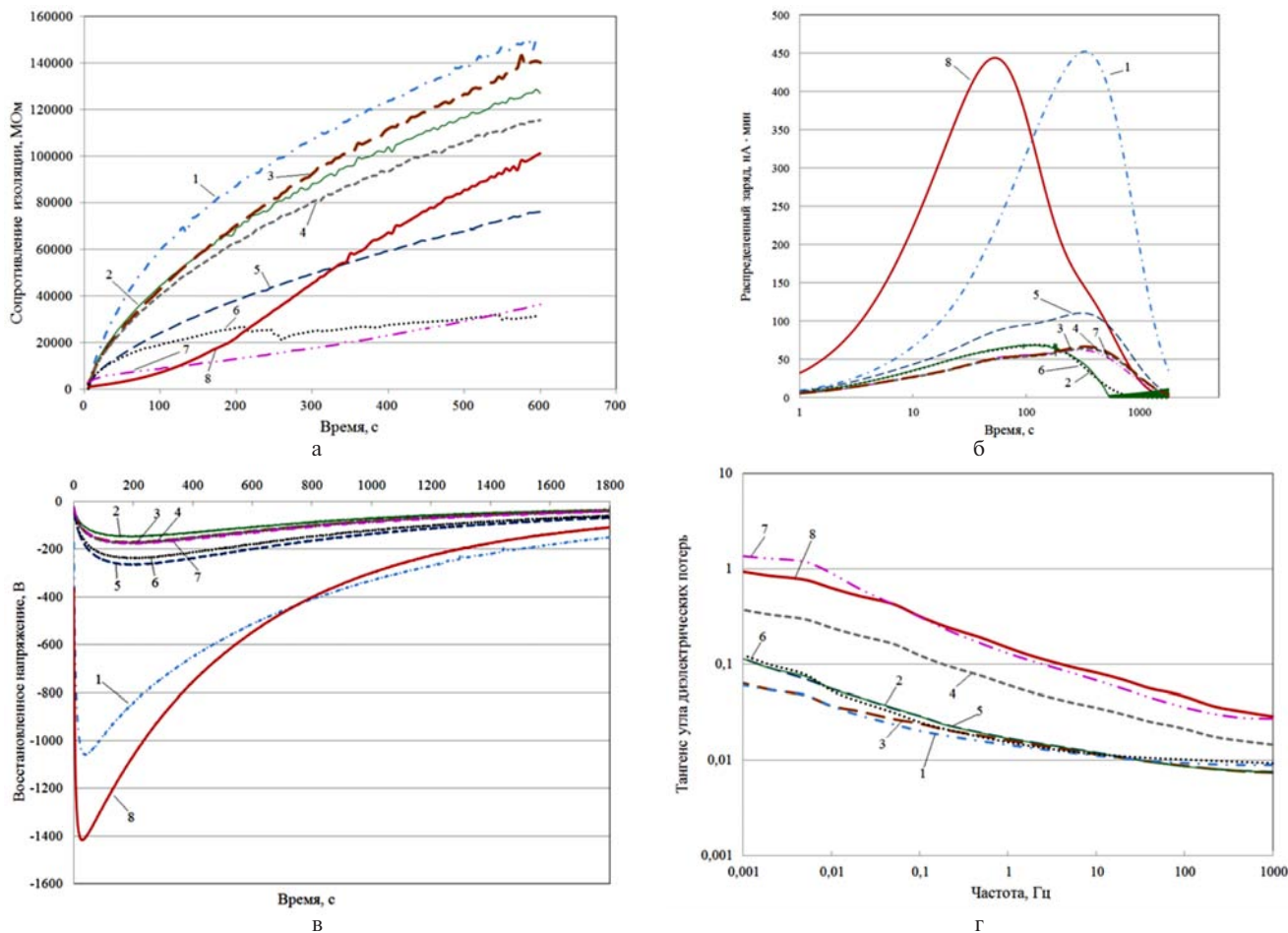


Рис. 6. Экспериментальные данные контроля состояния изоляции обмоток статора электродвигателей с разным значением  $R_{1\text{ мин}}$  (1 – 43050 МОм, 2 – 3165 МОм, 3 – 29630 МОм, 4 – 28730 МОм, 5 – 16930 МОм, 6 – 15210 МОм, 7 – 7187 МОм, 8 – 3873 МОм): а) сопротивление изоляции, б) изотермический ток релаксации, в) восстановленное напряжение, г) тангенс угла диэлектрических потерь

воздействий, существенной виброактивности и переменных нагрузок. Термореактивная изоляция обмоток содержит связующие, которые после термической обработки не размягчаются при рабочих температурах. Макромолекулы связующих соединены поперечными ковалентными связями, то есть химическими связями с большой энергией активации 200–460 кДж/моль. Образуется сетчатая химическая структура. Ее электрические и механические характеристики в эксплуатации мало изменяются. Изоляционным барьером здесь является слюдинитовая бумага, связующими служат эпоксидные, полиэфирные и другие компаунды и лаки, обеспечивающие высокую адгезию, влагостойкость и монолитность; подложкой служит стеклоткань [6]. Нагревание сетчатых полимеров приводит не к расплавлению, а к разрушению пространственной сетки, сопровождающемуся термодеструкцией, в том числе из-за наличия частичных разрядов в микрополостях реальной изоляции. В дальнейшем в процессе длительного приложения электрического поля твердые изоляционные материалы могут пребывать из-за прорастания внутри них древовидных каналов – дендритов (триингов) [7]. Обычно дендриты не проводят электрического тока, их можно представить в виде непроводящих полых трубочек, связанных между собой. На этом этапе сопротивление изоляции может даже возрасти, что и наблюдается для обмотки №1 (см. рис. 6а). Дальнейшее прорастание дендрита до критического размера приводит к пробое изоляции. По-видимому, большая вели-

чина максимума третьей компоненты кривой распределенного заряда  $h_3$  обусловлена наличием электрических дендритов в связующем составе термореактивной изоляции.

Снижение сопротивления изоляции может быть как следствием ее сильного загрязнения, увлажнения, так и частичного разрушения вследствие старения. Разрушение может быть вызвано возникновением пазового разряда из-за вибрации стержня [8]. Для изоляции обмотки №8 снижение сопротивления изоляции не связано с увлажнением, так как величина коэффициента абсорбции  $K_a = 2,6$  (см. табл. 2). Максимум кривой ИТР сдвинут влево, величина показателя  $h_2$  очень большая, что формально можно трактовать как наличие дополнительных низкоэнергетических дефектов на границах раздела различных по своим диэлектрическим свойствам компонент изоляции, либо как наличие сильного загрязнения поверхности обмоток. Большие величины  $U_{\text{тм}}$  и  $h_2$ , сдвиг  $T_{\text{тм}}$  в область малых времен и нетипичная зависимость  $R(t)$  свидетельствуют о том, что приложенное напряжение приводит к образованию зарядовых состояний на поверхности обмотки.

Пониженное сопротивление изоляции для обмотки №7 обусловлено, по-видимому, увлажнением поверхности обмотки, на что указывают как относительно низкая величина коэффициента абсорбции  $K_a = 1,6$ , так и самое большое среди обследованных обмоток значение тангенса угла диэлектрических потерь на частоте 0,001 Гц (см. табл. 2).

Для контроля состояния обмоток изоляции статора также можно использовать показатель  $AI(h)$ . На рис. 7 представлена зависимость  $AI(h)$  от сопротивления изоляции для восьми обследованных обмоток. Исходя из полученных экспериментальных данных, можно сделать следующие выводы: 1) если показатель  $AI(h)$  находится в пределах от 2 до 3, то состояние терморезистивной изоляции типа «Монолит 2» для электродвигателей ВДА-173/99-6У4 – хорошее, 2) если  $AI(h)$  больше 3, то следует говорить о наличии процесса деструкции связующего состава в объеме этой изоляции, 3) если  $AI(h)$  меньше 2, это свидетельствует о наличии дефектов на поверхности обмоток, либо о наличии ее сильного загрязнения.

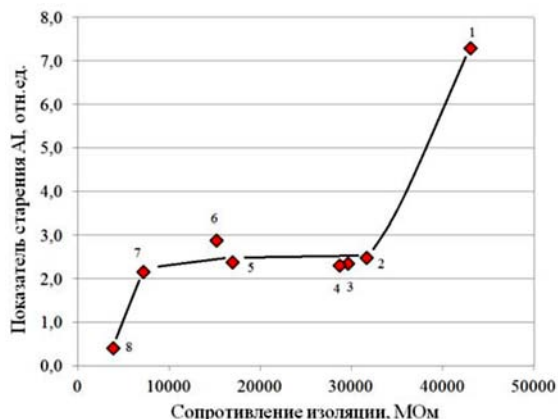


Рис. 7. Корреляция между показателем старения изоляции  $AI(h)$  обмоток статоров и ее сопротивлением (номера точек на графике совпадают с номерами обследованных электродвигателей в табл. 2)

Качественно понятно, что диапазон  $AI(h)$ , указывающий на хорошее состояние терморезистивной изоляции, зависит от состава и технологии ее изготовления, другими словами, для разных марок электродвигателей этот диапазон значений  $AI(h)$  следует определять заранее перед проведением контроля состояния. Более широкое внедрение в практику технического диагностирования метода ИТР несомненно позволит установить начальные и предельные значения параметра  $AI(h)$  для изоляции различных типов электрических машин.

### Выводы

По результатам технического диагностирования представительных силовых кабелей с изоляцией из СПЭ напряжением 6 кВ и терморезистивной изоляции обмоток статоров мощных вращающихся машин в эксплуатации с применением метода ИТР:

Установлены показатель старения СПЭ изоляции, его начальные и предельные значения для силовых кабелей среднего напряжения. Полученные данные дают возможность контролировать фактическое состояние и

прогнозировать срок службы этих кабелей в эксплуатации.

Показана возможность регистрировать и контролировать развитие скрытых высокоомных дефектов, образующихся в процессе деструкции связующего состава терморезистивной изоляции обмоток статоров мощных вращающихся машин, и дефектов поверхности этих обмоток.

Показано, что метод является эффективным инструментом для оценки и прогнозирования состояния электрической изоляции кабелей и электрических машин: 1) имеет понятную физическую основу, и это позволяет проводить научно-обоснованную диагностику состояния; 2) является неразрушающим методом контроля состояния; 3) обладает высокой чувствительностью регистрации зарядовых состояний в диэлектриках, что дает возможность проводить раннюю диагностику развивающихся дефектов. С другой стороны, измерение ИТР, как и всякий метод диагностики, имеет свои ограничения, во-первых, он является интегральным по своей природе, т.е. не обладает возможностью локализовать дефект, во-вторых, для определения начальных значений ДП для новой не состаренной электрической изоляции необходимо проводить предварительный «отжиг» технологических зарядовых состояний в ее объеме.

### Список литературы

1. Simmons J.G. and Tam M.C. Theory of Isothermal Current and the Direct Determination of Trap Parameters in Semiconductors and Insulators Containing Arbitrary Trap Distributions / Physical Review B – Vol. 7. – P. 3706-3713. – 1973.
2. Hoff G. and Kranz H.G. Condition Base Maintenance of PE/XLPE Insulated Medium Voltage Cable Network-Verification of the IRC Analysis to Determine the Cable Age / Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation – P. 53-56. – 2002.
3. Померанцев А.Л., Родионова О.Е. Настройка FITTER / Свидетельство о регистрации № 2002611562 – Роспатент – М.: 2002.
4. Тютнев А.П., Ихсанов Р.Ш., Гринь Е.Л., Сафонов Г.П., Кононенко А.И., Сорокин А.М., Руденко И.В. Физико-математическая модель явления восстановленного напряжения и перспективы ее применения для прогнозирования технического состояния полимеров / Высокомолекулярные соединения – Серия А – 2006 – Том 48 – №11 – С. 2007-2014.
5. Kononenko A., Hohryakov A. The Experience in Applying New Recovery Voltage Parameters for the Impregnated Paper Insulation Cable Condition Diagnostics / 9th International Conference on Insulated Power Cables – Paris - Versailles – France – 21-25 June. – 2015.
6. Пак В.М., Трубочев С.Г. Новые материалы и системы изоляции высоковольтных электрических машин / Под ред. В.М. Пака – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 416 с.
7. Александров Г.Н., Иванов В.Л., Кадомская К.П., Козырев Н.А., Костенко М.В., Кучинский Г.С., Половой И.Ф., Рябов Б.М., Хоберг В.А. Техника высоких напряжений / Под редакцией М.В. Костенко – М.: «Высшая школа», 1973. – 528 с.
8. Самородов Ю.Н. Дефекты генераторов. – М.: ЗАО «Энергетические Технологии», 2005. – 350 с.

# РЕАЛИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ УРОВНЯ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 330 КВ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

*Бойцов М.А.*

*Ленинградская АЭС, г. Сосновый Бор*

## Введение

Ленинградская АЭС включает в себя 4 энергоблока электрической мощностью 1000 МВт каждый, 1-й и 2-й энергоблоки (первая очередь) расположены в 5 км к юго-западу от города Сосновый Бор, 3-й и 4-й энергоблоки (вторая очередь) находятся на два километра западнее. Первый энергоблок введен в эксплуатацию в 1973 году, последующие - в 1975, 1979 и 1981 годах.

Выдача мощности энергоблока №1 и №2 Ленинградской АЭС осуществляется на напряжение 330 кВ, через четыре повышающих трансформатора по 630 МВА. Выдача мощности энергоблока №3 и №4 осуществляется на напряжение 750 кВ, через две группы из однофазных повышающих трансформаторов (мощность одной фазы - 333 МВА).

Для замещения планируемых к выводу из эксплуатации энергоблоков действующей АЭС ведется сооружение Ленинградской АЭС-2. Останов энергоблока №1 для вывода из эксплуатации планируется на 23 декабря 2018 года. На строящемся энергоблоке №1 реализуется этап «опытно-промышленная эксплуатация», ведется активное строительство энергоблока №2 Ленинградской АЭС-2.

Анализ существующих значений токов короткого замыкания указывает, что отключающая способность установленных на шинах 330 кВ Ленинградской АЭС выключателей (40 кА) ниже полученных расчетных значений однофазных токов короткого замыкания на шинах РУ 330 кВ (41,9 кА). При включении в сеть ТГ энергоблока №1 Ленинградской АЭС-2 расчетный ток однофазного КЗ на шинах РУ 330 кВ Ленинградской АЭС увеличится до 43,3 кА.

Из данных расчетов следует, что для того чтобы отключающая способность выключателей соответствовала расчетному току короткого замыкания необходима замена 9-и выключателей из 15 установленных.

Замена 9-и выключателей с учетом комплекса сопутствующих факторов (таких как время закупки, время оперативных переключений, время монтажа, решений по модернизации кабельного хозяйства и т.д.), а также с учетом планируемого строительства КРУЭ-330 кВ для замены действующего ОРУ-330 кВ, признана нецелесообразной.

## Временные мероприятия по ограничению токов короткого замыкания

В качестве временных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания в существующей схеме сети 330 кВ и выше района размещения Ленинградской АЭС на период до ввода первого энергоблока на Ленинградской АЭС-2 рассматривались следующие варианты:

- отключение генератора

Следует отметить, что данное мероприятие по ограничению токов короткого замыкания привело бы к существенной потере прибыли от недоотпуска электроэнергии Ленинградской АЭС.

- заземление грозотросов через искровой промежутки на заходах от блочных трансформаторов генераторов первой очереди, а также АТ 750/330 кВ до РУ 330 кВ Ленинградской АЭС.

Из результатов расчетов следует, что ток однофазного короткого замыкания на шинах 330 кВ Ленинградской АЭС при этом составит 40,5 кА.

Для реализации данной меры необходимо было периодически выводить из работы все блоки генератор-трансформатор 1-й очереди Ленинградской АЭС в целях обеспечения безопасности работ на ВЛ.

В качестве альтернативного решения, необходимо было реализовать, как оперативное мероприятие, отключение одного или нескольких выключателей в РУ 330 кВ Ленинградской АЭС для нормальной схемы сети (количество и конкретное наименование отключаемых выключателей определяется службой режимов ОДУ СЗ). Данный вариант был выбран для реализации в связи с тем, что альтернативные варианты вели к существенной недовыработке электроэнергии Ленинградской АЭС.

Необходимо обратить внимание, что указанные мероприятия по ограничению токов короткого замыкания временные, на период до ввода энергоблока №1 на Ленинградской АЭС-2. После ввода энергоблока №1 на Ленинградской АЭС-2, расчетные токи короткого замыкания будут превышать отключающую способность выключателей даже при реализации вышеуказанных мероприятий.

## Варианты изменения схемы РУ 330 кВ Ленинградской АЭС

Наиболее распространенными и действенными способами ограничения токов короткого замыкания являются:

1. Разземление нейтрали у части трансформаторов в сетях с глухо и эффективно заземленной нейтралью.
2. Включение реакторов и активных сопротивлений в цепь нейтрали.
3. Секционирование электрических сетей.
4. Установка токоограничивающих реакторов.

### Разземление нейтрали

Разземление нейтрали у трансформаторов - наиболее эффективный и наименее затратный способ ограничения токов однофазных короткого замыкания. При разземлении нейтраль защищается разрядником.

Ограничением служит допустимая величина напряжения на разземленной нейтрали, в связи с тем, что по уровню изоляция нейтраль трансформаторов как правило рассчитана на значительно более низкие напряжения.

Если нейтрали блочных трансформаторов Ленинградской АЭС разземлить, то при однофазном замыкании на землю в сети 330 кВ на нейтрали по отношению к земле может возникать напряжение, вплоть до фазного, что значительно превышает допустимое напряжение нейтрали 35 кВ. Вследствие этого разземление нейтрали блочных трансформаторов не применимо для ограничения токов короткого замыкания на РУ 330 кВ Ленинградской АЭС.



## Включение реакторов и активных сопротивлений в цепь нейтрали

Этот метод менее эффективный, чем частичное разземление нейтралей и требует дополнительных затрат. Реактор позволяет обеспечить более глубокое ограничение тока однофазного короткого замыкания и имеет при этом меньшую номинальную мощность по сравнению с резистором. Недостатком использования реакторов является необходимость защиты нейтрали разрядником или резистором, имеющим сопротивление 2-3 кОм и включенным через искровой промежуток. При использовании токоограничивающих резисторов специальной защиты нейтрали от грозовых перенапряжений не требуется.

При выборе токоограничивающих реакторов необходимо проверить, что уровень напряжения на нейтрали трансформатора или автотрансформатора при включении в нейтраль реактора в режиме однофазного короткого замыкания не превышает допустимого уровня напряжения с учетом его продолжительности. В противном случае данное мероприятие применить не представляется возможным.

## Секционирование электрических сетей

Секционирование является эффективным способом, который позволяет уменьшить уровень токов короткого замыкания в электрических цепях в 1,5-2 раза. Но при этом необходимо (в случае Ленинградской АЭС) выполнить установку 2-х дополнительных выключателей 330 кВ с комплектом коммутационной аппаратуры, что при существующей компоновке ОРУ реализовать затруднительно, а также выполнить существенную переработку алгоритмов работы УРЗА.

## Установка токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для ограничения токов короткого замыкания в мощных установках, а так же позволяют поддерживать на шинах определённый уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала, благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока. Поддержание более высокого уровня остаточного напряжения благоприятно сказывается на потребителях электрической энергии, питающихся от того же источника, что и повреждённая цепь.

В режиме короткого замыкания целесообразно иметь большее значение индуктивного сопротивления, однако по условию работы электрической установки в нормальном режиме чрезмерно увеличивать сопротивление реактора нельзя из-за увеличения потери напряжения в реакторе при протекании рабочего тока.

Исходя из вышеизложенного, для дальнейшего рассмотрения были выбраны следующие варианты реализации мероприятий по ограничению уровня токов короткого замыкания:

- Вариант 1 - установка ТОР по 15 Ом в цепь нейтрали каждого блочного трансформатора 330/20 кВ 630 МВА Ленинградской АЭС.

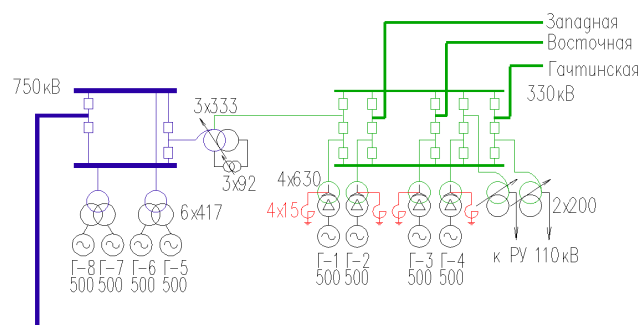


Рис. 1. Схема РУ 750-330 кВ Ленинградской АЭС по варианту 1

- Вариант 2 - установка ТОР по 6 Ом на каждой из сборных шин РУ 330 кВ Ленинградской АЭС.

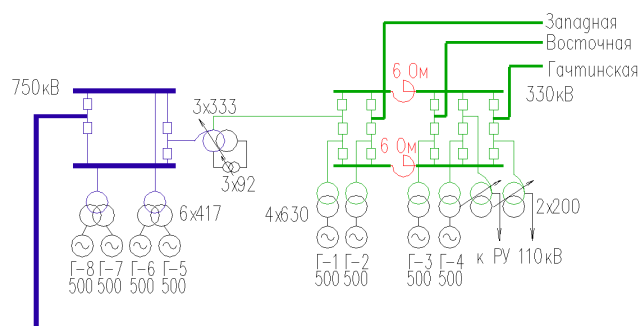


Рис. 2. Схема РУ 750-330 кВ Ленинградской АЭС по варианту 2

- Вариант 3 - установка ТОР 10 Ом на АТ 750/330 кВ со стороны шин 330 кВ с целью ограничения подпитки со стороны АТ 750/330 кВ.

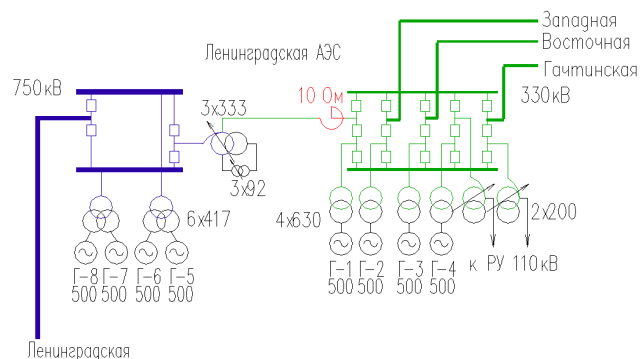


Рис. 3. Схема РУ 750-330 кВ Ленинградской АЭС по варианту 3

На основании расчетов токов короткого замыкания было определено, что все вышеперечисленные варианты способны ограничить однофазный ток короткого замыкания на РУ 330 кВ Ленинградской АЭС ниже отключающей способности установленных выключателей (40 кА) на этапе ввода энергоблока №1 Ленинградской АЭС-2. Однако на этапе ввода энергоблока №2 ЛАЭС-2 для соответствия токов короткого замыкания отключающей способности установленных выключателей для предложенных вариантов 1 и 3 потребуются следующие дополнительные мероприятия:

- Вариант 1 - дополнительная установка ТОР по 4 Ом на каждой из сборных шин РУ 330 кВ с целью ограничения токов короткого замыкания между энергоблоками №1 и №2.

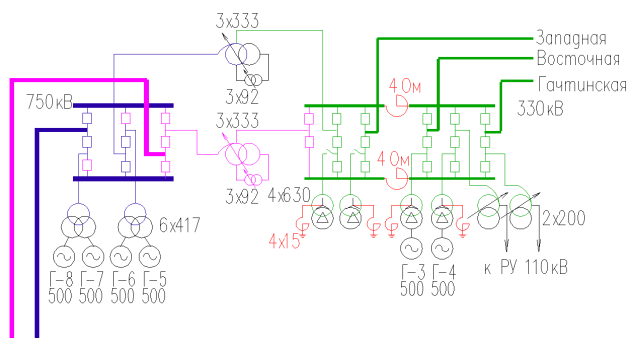


Рис. 4. Схема РУ 750-300 кВ Ленинградской АЭС по варианту 1 после расширения РУ 750 кВ (для ввода 2-го энергоблока Ленинградской АЭС-2)

- Вариант 3 - дополнительная установка ТОР 10 Ом на новый АТ 750/330 кВ со стороны шин 330 кВ.

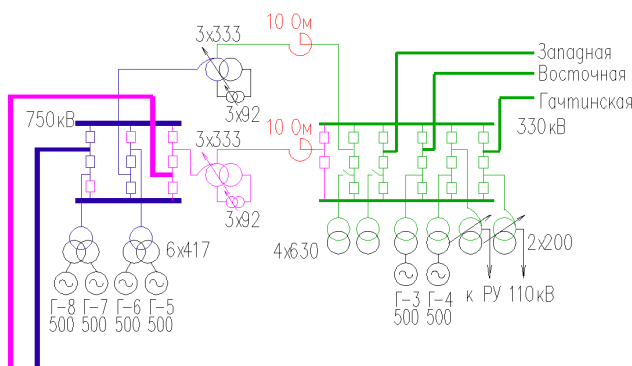


Рис. 5. Схема РУ 750-300 кВ Ленинградской АЭС по варианту 3 после расширения РУ 750 кВ (для ввода 2-го энергоблока Ленинградской АЭС-2)

При реализации варианта 2 дополнительных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания не требуется.

На основании анализа совокупности всех технических факторов варианта 1 установлено следующее: предлагаемые к установке ТОР по 15 Ом в цепь нейтрали каждого блочного трансформатора 330/20 кВ Ленинградской АЭС подключаются к вводам нейтрали существующих блочных трансформаторов, режим работы которых не предусматривает подобного подключения ТОР, а предусматривает только глухое заземление. Соответственно изоляция выводов не рассчитана на подобный режим работы, при котором на нее будут воздействовать не расчетные импульсные перенапряжения и перенапряжения промышленной частоты, обусловленные протеканием через нейтраль утроенного тока нулевой последовательности в любом несимметричном режиме и возникновения падения напряжения на ТОР при его протекании. Импульсные воздействия на изоляцию будут возникать при любом переходном процессе в сети 330 кВ и 20 кВ, особенно при коммутациях, коротких замыканиях и возможных ударах молний. При этом величина перенапряжений может достигать весьма значительных и очень опасных для изоляции нейтралей значений. Как известно прочность изоляции трансформаторов и автотрансформаторов при их эксплуатации более 20 лет снижается не менее, чем на 15% от нормируемых ГОСТ уровней при нормативных воздействиях на изоляционную конструкцию. При установке ТОР

воздействия на изоляцию будут носить не расчетный для этой изоляции нейтралей характер при условии наличия снижения не менее чем на 15% относительно нормируемых ГОСТ ее прочностных характеристик, т.к. блочные трансформаторы находятся в эксплуатации более 35 лет. Спрогнозировать процесс дальнейшей деструкции изоляции нейтралей и его интенсивность не представлялось возможным. Учитывая вышеизложенное, сделан вывод о нецелесообразности реализации варианта 1, к тому же, его реализация повлечет при вводе энергоблока №2 Ленинградской АЭС-2 необходимость дополнительной установки ТОР 330 кВ, что делает сценарий варианта 1 самым дорогим из всех возможных, что также не целесообразно.

Результаты расчетов по варианту 3 показали, что при установке ТОР, переток мощности по АТ 750/330 кВ в нормальном и послеаварийных режимах уменьшится на 75-110 МВт, при этом практически пропорционально увеличится загрузка линий электропередач 330 кВ. В случае реализации варианта 2 перераспределения мощности между ВЛ 330 кВ и АТ 750/330 кВ варьируется в размере 15-30 МВт.

Для определения влияния ТОР 10 Ом (устанавливаемого по варианту 3) на потоки мощности при поперечном регулировании на АТ 750/330 кВ было выполнено соответствующее сравнение. Установка ТОР по варианту 3 влияет на переток мощности по АТ 750/330 кВ 1000 МВА разгружая его на 75 МВт. При этом изменение потоков мощности будет варьироваться от -25 до 725 МВт при применении 43-ого и 1-ого положения устройства РПН и при полном диапазоне регулирования поток мощности изменяется на 750 МВт ( $\pm 375$  МВт). Это означает, что возможность регулирования потоков мощности с помощью поперечного регулирования станет на 23% меньше, чем в существующей схеме.

С целью определения условий прохождения переходных процессов для предложенных вариантов ограничения токов короткого замыкания на шинах 330 кВ Ленинградской АЭС выполнялись расчеты динамической устойчивости при расчетных авариях вблизи шин 330 и 750 кВ Ленинградской АЭС в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

Анализ результатов расчетов показал, что при нормативных возмущениях III группы (в нормальной схеме и схеме ремонта выключателя при двухфазном коротком замыкании на землю с отказом фазы одного выключателя и отключением элемента действием УРОВ) динамическая устойчивость сохраняется для всех рассмотренных вариантов. При этом следует отметить, что для варианта с установкой ТОР 2x6 Ом в СШ 330 кВ Ленинградской АЭС (вариант 2) расчетный запас по устойчивости больше. Для варианта с установкой ТОР 1x10 Ом в шинопровод АТ 750/330 кВ Ленинградской АЭС (вариант 3) запас по устойчивости аналогичен варианту без ограничения токов короткого замыкания на шинах 330 кВ Ленинградской АЭС. Однако, при нормативных возмущениях на элементах сети вблизи шин 750 кВ запас по устойчивости для вариантов без ограничения токов короткого замыкания на шинах 330 кВ Ленинградской АЭС и с установкой ТОР 2x6 Ом в СШ 330 кВ Ленинградской АЭС (вариант 2) идентичен, а для варианта с установкой ТОР 1x10 Ом в шинопровод АТ 750/330 кВ Ленинградской АЭС (вариант 3) несколько ниже, т.е. с точки зрения обеспечения динамической устойчивости вариант 2 — предпочтительнее.

По просьбе филиала АО «СО ЕЭС» - ОДУ Северо-Запада был выполнен расчет возмущений необходимых для оценки корректировки существующего комплекса ПА. При анализе расчетов выявлено, что при применении варианта №3 устойчивость генераторов будет нарушена в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Восточная при двухфазном коротком замыкании на землю на любой из оставшихся в работе ВЛ 330 кВ с отключением фазы выключателя и действием УРОВ. При применении варианта №2 устойчивость сохраняется.

В случае реализации варианта №3 требовался более подробный анализ ПА для ненормативных возмущений, необходимый для сохранения параллельной работы генераторов Ленинградской АЭС с энергосистемой и пересмотр логики действия ПА.

### Капитальные вложения

Стоимость строительства по варианту 2 составила 175 106,24 тыс.руб. без НДС, а стоимость строительства по варианту 3 - 53 848,91 тыс.руб. без НДС. Следовательно, стоимость по укрупненному расчёту варианта №2 превышает стоимость варианта №3 на 69%.

Необходимо отметить, что стоимость реализации варианта 3 приведена оценочно с учетом установки ТОР со стороны шин 330 кВ в присоединение ЗАТ до момента установки нового АТ 750/330 кВ и присоединения его к рассматриваемым шинам 330 кВ. Поэтому интегральная стоимость варианта №3 с учетом изложенного выше и приведенной ориентировочной стоимости его реализации укрупненно составила 107 697,82 тыс.руб. без НДС. Таким образом, разница между вариантом 2 и 3 составила 67 408,42 тыс.руб. без НДС. При этом по варианту №2 в будущем дополнительных мероприятий не требовалось.

По совокупности факторов вариант 2 и вариант 3 являлись сопоставимыми по стоимости.

### Вывод

На основании всех факторов сравнительного анализа для реализации был выбран вариант 2 - ограничение токов короткого замыкания на Ленинградской АЭС до отключающей способности установленных на шинах 330 кВ Ленинградской АЭС выключателей с установкой ТОР по 6 Ом на каждой из сборных шин РУ 330 кВ Ленинградской АЭС.

## ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ «СИСТЕМ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА» ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ИЗМЕРЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНОЙ АКТИВНОСТИ, МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ И ВИБРАЦИИ НА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ И ТУРБОГЕНЕРАТОРАХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

*Акшенов Ю.П., Ярошенко И.В.  
АО «ДИАКС»*

В настоящий момент на АЭС имеют место признаки ухудшения эксплуатационной надежности электрооборудования, что отмечается как на силовых трансформаторах, так и турбогенераторах. Анализ показывает, что существующие традиционные нормы контроля не обеспечивают достаточной эксплуатационной надежности.

**1. Эксплуатационная надежность однофазных трансформаторов ОРЦ-417000/750 (производства «ЭТЗ» и «Электрозавод»):**

- а) повреждено 4 трансформатора;
- б) по данным технического диагностирования на рабочем напряжении обнаружены:
  - признаки КЗ-контуров на 5 фазах;
  - искровые разрядные явления в магнитной системе (1 фаза).

По указанным трансформаторам проводились специальные работы по комплексному техническому диагностированию переносными средствами, а также применением «Систем непрерывного мониторинга» (СНМ).

### Результаты диагностирования трансформаторов ОРЦ-417000/750

1. Переносными диагностическими средствами на рабочем напряжении при проведении локации зон ЧР, спектрального анализа виброявлений и магнитных полей получены следующие результаты:

- а) Для трансформаторов с наличием КЗ-контуров:
  - установлен факт образования КЗ-контура в активной части;
  - локализованы зоны разрядов, установлена их природа;
  - получено совпадение динамики роста газов по ХАРГ с динамикой полной мощности разрядов (искрений в контактах контура) в активной части.
- б) Для трансформаторов с образованием ЧР в обмотках ВН
  - На трех фазах после ввода в эксплуатацию были обнаружены дефекты – интенсивные ЧР и искрения. Фаза «С» с наибольшим уровнем дефектов повредилась в апреле 2015г.
  - ЧР в изоляции локализовались в центральной части обмоток около емкостного кольца.

2. Данные от «Систем мониторинга»
- Для трансформаторов с КЗ-контурами, СНМ позволила зафиксировать момент «обрыва» КЗ-контура и прекращения газовыделения.
  - Для трансформаторов с наличием ЧР:
    - установлен факт сезонного изменения ЧР;
    - на ф.А и ф.В максимальные ЧР имели место в апреле-мае. Это определяет необходимость диагностирования в этот период.

## 2. Особенности диагностирования турбогенераторов

### 1) Актуальность диагностирования ТГ

В настоящий момент на АЭС РФ и в зарубежных энергокомпаниях, отмечается ухудшение эксплуатационной надежности турбогенераторов.

Эффективным является использование комплексного технического диагностирования с применением методов локации дефектов с наличием разрядных явлений и признаков механических разрушений в статоре. При этом измерения выполняются переносными датчиками с внешней стороны, без вмешательства в конструкцию эл. машин.

Коренной причиной повреждения обмоток ТГ является появление виброударных воздействий пакетов на стержневых призмах, это вызывает повышение вибрации в лобовых частях, следствием чего является разрушение вязок и клиновки и изоляции стержней.

### 2) Общие проблемы мониторингов

- Практические вопросы из опыта ~25 лет применения «систем мониторинга»:
  - Основной объем работы – расшифровка данных, при этом для обработки данных необходима **высокая квалификация** (ведущий инженер), силами ЭЦ обработка невозможна.
  - Основной вопрос для руководства – необходимы «критерии» (для изоляции, контактов, разрядов в сердечнике), так как руководство (ГИС) всегда относится к данным от «мониторинга» с недоверием.
- Что делать с результатами от СНМ:
  - При появлении “alarm” – есть альтернатива:
    - если дефект в ТГ, то необходим останов ТГ.
    - если сбой в «системе», то необходимо продолжение эксплуатации.
  - Если выведен ТГ, то вопрос:
    - Где проблема, что устранять при ремонте?
- Условно отрицательный опыт «ДИАКС» применения «системы» на Мутновской ГеоТЭС (КАМЧАТКА) Система была установлена на новые генераторы, при этом:
  - Стоимость «Системы ДКЧР ДИАКС» – 30 ТЫС. \$.
  - Первый сигнал “ALARM” был получен через ~10 лет после ввода в эксплуатацию, возник вопрос в чем проблема: или дефект в ТГ, или поломка «Системы». (Причина – сбой в работе компьютера)
  - «Система» вышла из строя (ресурс) через 15 лет, однако «ТГ продолжал быть исправным».
- Рациональные направления применения «Систем мониторинга».

### 3) Положительный опыт «ДИАКС» по внедрению мониторинга

- Сопоставление эффективности переносных средств и «СНМ»
- Диагностика переносными средствами дешевле в 6-7 раз. При этом выдаются рекомендации по дефектным узлам и степени их критичности.



Система «DIACS-Monitor»

- Известные «системы мониторинга» контролируют 4-6 каналов по ЧР и 36 точек по вибрации. Диагностику переносными средствами проводится по 60 точкам по контролю ЧР и по 80 точкам по вибрации
- б) Применение «Системы непрерывного ЧР мониторинга – ДКЧР-2К» для выбора режима (по реактивной мощности) турбогенератора, при которой вибрационные (деструктивные) явления минимальны:
  - «Система» оперативно устанавливалась на работающий генератор (использовалась на ТГ14 НВАЭС и ТГ-4 КЛНАЭС).
  - Проводятся измерения мощности разрядной активности  $P(t)$ , являющейся следствием вибрационных явлений в сердечнике, с шести датчиков, устанавливаемых в любой участок корпуса генератора.
  - По результатам длительных измерений анализируется тренд изменений мощности разрядных явлений –  $P(t)$ , сопровождающих вибрационные (деструктивные) процессы на дефектах.
  - По сопоставлению трендов изменений реактивной мощности  $Q(t)$  на генераторе с трендами разрядной активности можно определить режим по  $Q(t)$ , при котором вибрация в торцевых зонах, а следовательно, и разрушения будут минимальны.

## Выводы

Из вышеизложенного вытекает целесообразность проведения в 3 этапа:

**Этап 1.** Провести контроль электрооборудования главной схемы (ТГ, блочные трансформаторы, ТСН, РТСН) переносными средствами, при установке которых не происходит вмешательства в конструкцию электрической машины. При рабочей нагрузке активированы все возможные дефекты, вызываемые током, напряжением, температурой, вибрацией, при том, что на выведенной в ремонт машине можно проверить только корпусную изоляцию.

Полученные результаты позволяют выявить и локализовать дефекты, которые не определяются обычными методами и средствами ни в эксплуатации, ни при проведении ремонтов.

**Этап 2.** По результатам 1 Этапа принять решение о необходимости установки мониторинга с размещением датчиков в зонах, определенных переносными средствами.

**Этап 3.** Установка мониторинга(ов) на определенные машины с заключением договора на обслуживание, т.е. съем и обработку сигналов специалистами внешней организации и выдачу протоколов еженедельно (ежемесячно) с построением трендов и выдачей рекомендаций. В конце года предоставляется обобщенный отчет.

# ЧЕТЫРЕХКАНАЛЬНЫЙ ОММЕТР МИКО-9, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С МНОГОКАНАЛЬНОСТЬЮ, И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ

Чернышев Н.А., Казыкин С.В.

ООО «СКБ электротехнического приборостроения», Санкт-Петербург

ООО «СКБ электротехнического приборостроения» разработало и поставило на производство четырехканальный омметр МИКО-9, предназначенный для измерения:

- электрического сопротивления постоянному току обмоток силовых и измерительных трансформаторов, обмоток электродвигателей, генераторов, линейных компенсаторов и обмоток другого оборудования с большой индуктивностью;
- переходного электрического сопротивления контактов избирателя устройств РПН, заземлителей, разъединителей и других разъёмных и неразъёмных контактных соединений;
- электрического сопротивления постоянному току резисторов, проводов, шин и других цепей, не содержащих индуктивности;
- переходного электрического сопротивления контактов избирателя через открытый бак контактора устройства РПН типа РС-3, РС-4, что позволяет исключить из результатов измерений электрическое сопротивление обмоток силового трансформатора, предоставляя более точную информацию о техническом состоянии этих контактов.

Прибор позволяет проводить измерения в диапазоне  $10 \text{ мкОм} \div 30 \text{ кОм}$  на токах, обеспечивая высокую точность, соответствующую классу 0,1. Эта точность сохраняется не только в лабораторных условиях, но и на подстанциях в условиях промышленных помех. А достигается это благодаря тому, что для любого сопротивления обмотки рассчитывается и задается свой, максимально возможный измерительный ток, ограничиваемый только полезной мощностью прибора. Поэтому отношение полезного сигнала на обмотке к амплитуде помехи остается высоким при любом сопротивлении.

При сертификации прибора был предусмотрен метрологический запас по погрешности, так что фактически погрешность в 2-3 раза меньше нормируемой. Это обеспечивает сохранение высокого класса точности в течение длительного срока до следующей калибровки или поверки.

## 1. Возможности омметра, связанные с его многоканальностью

Основной отличительной особенностью омметра МИКО-9 является наличие четырёх каналов измерения электрического сопротивления, что позволяет реализовать новые возможности:

1.1. Измерение электрического сопротивления обмотки низкого напряжения (НН) силового трансформатора последовательно соединенной с обмоткой высокого напряжения (ВН).

Одной из проблем измерения электрического сопротивления обмотки НН мощных силовых трансформаторов является значительная продолжительность измерения, длящаяся, в некоторых случаях, часами. Одна из причин столь долгого измерения связана с физическими процессами, происходящими в сердечнике трансформатора при его перемагничивании [2]. Скорость протекания этих процессов пропорциональна напряженности магнитного поля, создаваемого измерительным током: чем выше напряженность магнитного поля, тем быстрее протекает процесс перемагничивания.

Увеличить напряженность магнитного поля (пропорционального ампер-виткам), можно двумя способами: увеличить силу электрического тока при неизменном количестве витков или увеличить количество витков, при неизменной силе тока [4]. В МИКО-9 используется второй способ.

Для увеличения напряженности магнитного поля путем увеличения количества витков, через которые протекает измерительный ток, используется обмотка ВН расположенная на том же керне, на котором расположена обмотка НН. При этом, так как количество витков обмотки ВН в  $k$  раз больше количества витков обмотки НН, где  $k$  – коэффициент трансформации, то, как минимум, во столько же раз увеличивается напряженность магнитного поля. Например, у трансформатора на 500/35кВ ( $k=14$ ) электрический ток 10А, пропускаемый через обмотку ВН, создает магнитное поле такое же, какое создает ток 140А, пропускаемый через обмотку НН.

При подключении зажимов измерительного кабеля к вводам трансформатора, во избежание создания встречно направленных магнитных потоков, генерируемых обмотками ВН и НН, необходимо учитывать как схему, так и группу обмоток трансформатора (рис. 1).

При подключении зажимов измерительного кабеля к вводам трансформатора, во избежание создания встречно направленных магнитных потоков, генерируемых обмотками ВН и НН, необходимо учитывать как схему, так и группу обмоток трансформатора (рис. 1).

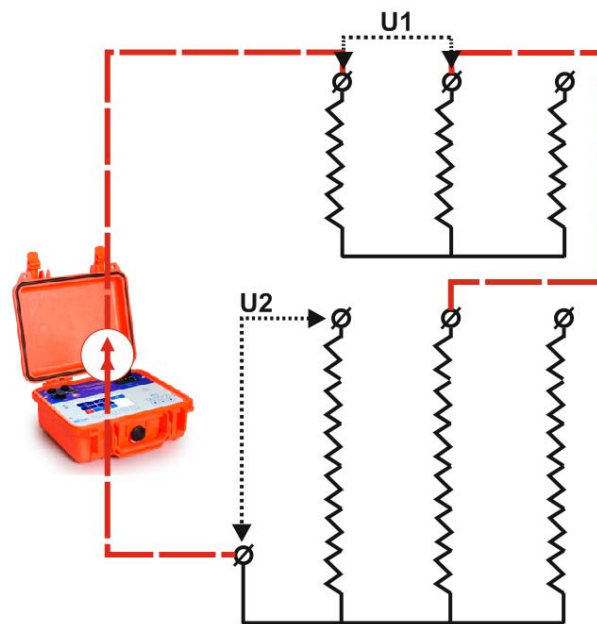


Рис. 1. Пример измерения электрического сопротивления обмоток ВН и НН силового трансформатора со схемой Y/Yn-0

1.2. Измерение двух фазных обмоток ВН с доступной нейтралью.

Схема измерения на рис. 2.

В данной схеме измерительный ток подается на линейные обмотки, а измеряются падение напряжения на фазных обмотках. В этом случае, кроме выигрыша по продолжительности стабилизации показаний прибора (из-за одновременного намагничивания в требуемом

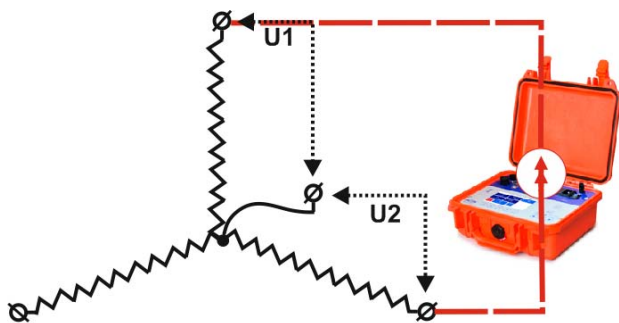


Рис. 2. Измерение двух фазных обмоток ВН с доступной нейтралью

направлении двух кернов) уменьшается полное время измерений трех обмоток трансформатора, так как процесс подачи тока, его стабилизация и последующее гашение ЭДС самоиндукции выполняется всего два, а не три раза. Кроме того, за одно подключение в дополнение к двум фазным можно измерить и линейное сопротивление.

1.3. Вариацией на тему измерения фазных обмоток, приведенных на рис. 2 является измерение фазных обмоток, соединенных по схеме «Звезда с изолированной нейтралью» приведенная на рис. 3.

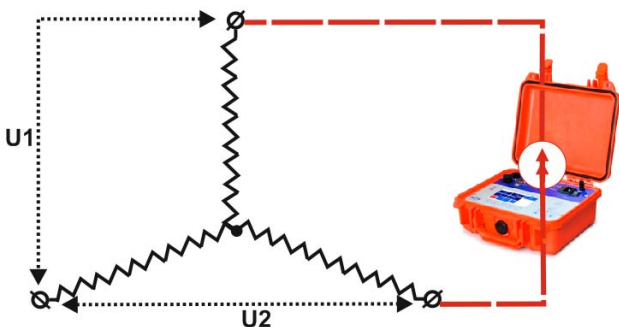


Рис. 3. Измерение фазных обмоток, соединенных по схеме «Звезда с изолированной нейтралью»

В данной схеме вместо ввода «нейтраль» используется один из вводов трансформатора.

В данной схеме (рис. 3), как и в схеме выше (рис. 2), за одно присоединение кроме двух фазных сопротивлений измеряется одно линейное сопротивление.

## 2. Дополнительные функциональные возможности прибора

Кроме возможностей, связанных с наличием четырех каналов измерения электрического сопротивления в приборе имеется дополнительный функционал:

2.1. Наличие базы типовых объектов измерения (силовой трансформатор, трансформатор тока, трансформатор напряжения, резистивный объект, генератор и т.д.), что позволяет пользователю выбрать объект, а прибору автоматически учесть его специфическую особенность при диагностике, а значит исключить дополнительную настройку со стороны пользователя. Кроме того, данный функционал позволяет облегчить процесс систематизации полученных результатов и сохранения их в архивах организации.

2.2. Проверка технического состояния контактора устройства РПН без его вскрытия, путем подключения к вводам трансформатора (метод DRM) [5]. Данный режим заключается в измерении мгновенных значений

силы тока, который протекает сначала через обмотку трансформатора, далее через контакты устройства РПН в процессе переключения с отвода на отвод. По результатам измерений строится график изменения силы тока в моменты переключения контактов и на их основании определяется время переключения и общее техническое состояние проверяемого устройства.

2.3. Измерение электрического сопротивления обмоток в процессе проведения теста охлаждения. Порядок испытаний и правила обработки результатов соответствуют требованиям п.2. ГОСТ 3484.2-88 «Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев» [3].

2.4. Размагничивание магнитопровода.

По ГОСТ 3484.1-88 размагничивание сердечника выполняется путем подачи постоянного тока вначале в одном, а затем в другом направлении [1]. Согласно требованиям ГОСТ-а при каждой смене направления постоянного тока его значение должно быть уменьшено на 30-40 % по отношению к предыдущему значению.

Как показывает опыт, в некоторых случаях при данном шаге изменения тока не всегда удастся размагнитить трансформатор до приемлемого уровня, что сказывается на результатах опыта холостого хода на низком напряжении. При наличии сомнения в том, что повышенный ток холостого хода связан с качеством размагничивания, а, например, не с магнитопроводом трансформатора, в приборе предусмотрено задание уменьшенного шага изменения тока - до 1% (при этом, соответственно, увеличивается полное время размагничивания).

2.5. Полная автоматизация процесса измерения и архив результатов в приборе. Архив измерений в приборе предназначен для просмотра, копирования или удаления результатов измерений, сохраненных в энергонезависимой памяти прибора, а также для предоставления таких данных, как автоматический расчет относительных отклонений электрического сопротивления обмоток трех фаз между собой; автоматический пересчет линейного электрического сопротивления обмоток, соединенных по схеме треугольник или звезда, в электрическое сопротивление фазных обмоток; автоматический пересчет электрического сопротивления обмотки, измеренного при текущей температуре, в электрическое сопротивление при паспортной температуре (с учетом материала обмотки) и др.;

## 3. Оптимизация проведения работ при обследовании силового трансформатора

В качестве следствия, связанного с четырехканальностью и дополнительными функциями прибора, пользователь получает существенные организационно-технические удобства:

3.1. При измерении электрического сопротивления трехфазных обмоток ВН и НН в режиме «Три обмотки» нужно уже не семь спусков/ подъемов на крышку силового трансформатора, либо в люльке подъемника, а только три;

3.2. При отказе привода устройства РПН ручная его прокрутка очень трудоемка. Прибор позволяет сократить в три раза число прокруток, измеряя на каждом ответвлении сопротивления трех фаз обмотки без переключения кабелей;

3.3. Измерение в режиме «Три обмотки» можно проводить с полной автоматизацией его проведения от на-

жания кнопки «Пуск» до момента получения результатов измерения на дисплее. А предварительно введенная информация о схеме и группе соединения обмоток учитывается алгоритмом теста для выбора оптимального направления измерительного тока, что позволяет дополнительно сократить время измерения.

## Выводы

По сравнению с одноканальными омметрами омметр МИКО-9 позволяет, во-первых, повысить производительность проведения обследования силового трансформатора, во вторых, получить дополнительную информацию о техническом состоянии контактора устройства РПН и, в третьих, благодаря многоканальности, повысить точность измерения электрического сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, а наличие возможности ввода реквизитов проверяемого оборудования и передача результатов измерений в систему АСУ ТП как по каналу USB, так и по каналу Bluetooth, соответствует «цифровой энергетике».

## Список литературы

1. ГОСТ 3484.1-88. Трансформаторы силовые. Методы испытаний.
2. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
3. ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев.
4. Иродов И. Е. Основные законы электромагнетизма. — 2-е, стереотипное. — Москва: Высшая школа, 1991.
5. Prof. dr. J.J. Smit. On-load Tap Changer Diagnosis on High-Voltage Power Transformers using Dynamic Resistance Measurements.

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ АЭС

*Жуков Д.В., Железняк В.Н.  
ПАО «Силовые машины» завод «Электросила»,  
Санкт-Петербург*

## ВВЕДЕНИЕ

На энергоблоках АЭС России с различными типами реакторных установок (ВВЭР, РБМК, БН и ЭГП) и различными компоновками основного оборудования машинного зала (турбинного отделения) эксплуатируются турбогенераторы мощностью от 6 до 1200 МВт. В условиях «ренессанса» атомной энергетики России, когда в год планируется вводить по одному – двум энергоблокам АЭС, нацеленных на обеспечение замещения выбывающих мощностей выработавших свой ресурс или находящихся вблизи этой границы, вопрос обеспечения надежной и безопасной эксплуатации работающих АЭС встает достаточно остро. Поддержание надежного энергоснабжения должно осуществляться не только вновь вводимыми мощностями, но поддержанием регламентного уровня надежности генерирующего оборудования путем модернизации эксплуати-

руемого оборудования для повышения эффективности выработки электроэнергии, в том числе, с продлением срока эксплуатации блоков АЭС.

ПАО «Силовые машины», являясь основным в России разработчиком и изготовителем генераторов для АЭС различных мощностей, разработало ряд мероприятий – пакетов модернизации. Это позволяет гибко походить к реализации требований по повышению надежности, эффективности, а также продлению срока службы АЭС в минимально возможные сроки с дифференцированным подходом к объемам, и следовательно, затратам на модернизацию оборудования.

## Турбогенераторы для АЭС

На атомных электростанциях России и за рубежом в настоящее время подавляющее большинство составляют турбогенераторы серии ТВВ мощностью от 220 до 1100 МВт с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора, непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и стали сердечника статора. Для блоков АЭС, сооруженных или находящихся на стадии строительства с реакторными установками БН-800 и ВВЭР-1200 установлены турбогенераторы серии ТЗВ с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора, ротора и железа статора мощностью 890 и 1200 МВт. Номенклатура турбогенераторов, изготовленных заводом «Электросила», для эксплуатации на АЭС представлена в таблице 1.

Техническое сопровождение и обеспечение оригинальными запасными частями является одним из важнейших направлений деятельности завода «Электросила» не только в гарантийный период эксплуатации, а, что особенно важно, в течение всего жизненного цикла оборудования.

Как можно увидеть из приведенного перечня изготовленного для АЭС оборудования, более 80 % составляют турбогенераторы серии ТВВ.

Благодаря высокой степени отработки и унификации конструкции и более чем пятидесятилетнему опыту эксплуатации, приобретенному персоналом электростанций и энергосистем, генераторы указанной серии обеспечивают в настоящее время значительную долю заказов для модернизации и замены однотипного оборудования, выработавшего свой ресурс, и для комплектования вновь строящихся энергоблоков в России и за рубежом.

Референция изготовленных для АЭС турбогенераторов показывает, что большинство единиц оборудования находится на границе истощения назначенного срока службы либо срок службы уже истек. Срок службы устанавливается по нормативной документации на дату изготовления оборудования и приводится в эксплуатационной документации, поставляемой комплектно с изделием.

Эксплуатация оборудования за пределами назначенного срока службы изготовителем не рекомендуется, а с точки зрения получения разрешительных документов от надзорных органов, так вообще не допускается. В таблице 2 приведены статистические данные по наработке энергоблоков АЭС в России, коэффициент готовности блоков АЭС с учетом внеплановых остановов по причине генераторного оборудования. Статистика взята с официального ресурса МАГАТЭ по состоянию на апрель 2016г.

Следует отметить, что в общем случае, чем больше наработка оборудования, тем более заметно влияние на

**Таблица 1.** Референц-лист турбогенераторов, изготовленных для атомных электростанций

Тип турбогенератора	Кол-во	Дата изготовления	Страна	АЭС
ТАП-12-2/6,6	2	2000, 2001	Россия	Билибинская
Всего типа ТАП	2			
ТВФ-100-2	3	1961-1966	Россия	Белоярская
	8	1959-1967	Россия	Нововоронежская
Всего типа ТВФ-100-2	11			
ТВВ-220-2	4	1969-1970	Россия	Нововоронежская
ТВВ-220-2А (ТВВ-220-2Е)	8 4 (2) 4 4 8 12	1970-1981 1974-76 (2017-18) 1977-1980 1974-1976 1972-1978 1971-1985	Россия Армения Украина Финляндия Болгария ГДР	Кольская Армянская Ровенская Ловииза Козлодуй Норд
ТВВ-220-3600Т	2	1988, 90	Куба	Хурагуа
Всего типа ТВВ-220-2	44			
ТВВ-500-2	8 8 8 6	1972-1979 1975-1981 1974-1985 1978-1986	Россия Украина Россия Россия	Ленинградская Чернобыльская Курская Смоленская
Всего типа ТВВ-500-2	30			
ТВВ-500-4	2	1998-2009	Россия	Нововоронежская
Всего типа ТВВ-500-4	2			
ТВВ-800-2	4	1980-1985	Литва	Игналинская
Всего типа ТВВ-800-2	4			
ТЗВ-890-2	1	2010	Россия	Белоярская
Всего типа ТЗВ-890-2	1			
ТВВ-1000-2	1 2 2 2 2 2 1 4	1986 1983, 89 1986, 88 1988, 2010 2002, 2003 2001 2004-05, 2017-18	Украина Украина Украина Россия Китай Иран Индия	Южно-Украинская Ровенская Хмельницкая Калининская Тяньвань Бушер Куданкулам
Всего типа ТВВ-1000-2	14			
ТВВ-1000-4	2 4 2 6 2 4	1981, 84 1984-1988 1980, 83 1982-1988 1984, 87 1986-2013	Россия Россия Украина Украина Болгария Россия	Калининская Балаковская Южно-Украинская Запорожская Козлодуй Ростовская
Всего типа ТВВ-1000-4	20			
ТЗВ-1200-2А	2 2 2	2011, 2012 2011, 2013 2014, 2015	Россия Россия Беларусь	НВАЭС-2 ЛАЭС-2 Белорусская
Всего ТЗВ-1200-2А	6			
Итого	134			

**Таблица 2.** Статистические данные по АЭС РФ

	Станция	Наработка блока, ч	Внеплановые остановки (по генератору), ч	Коэф. готовности
1	Кольская АЭС-1 2хТВВ-220-2А	306090	44	0,9999
2	Кольская АЭС-2 2хТВВ-220-2А	287321	0	1,0000
3	Кольская АЭС-3 2хТВВ-220-2А	251643	35	0,9999



	Станция	Наработка блока, ч	Внеплановые остановки (по генератору), ч	Коэф. готовности
4	Кольская АЭС-4 2хТВВ-220-2А	233510	66	0,9997
5	Нововоронежская АЭС-4 2хТВВ-220-2А	324197	0	1,0000
6	Нововоронежская АЭС-5 2хТВВ-500-4	227879	1980	0,9913
7	Смоленская АЭС-1 2хТВВ-500-2	228235	0	1,0000
8	Смоленская АЭС-2 2хТВВ-500-2	219676	0	1,0000
9	Смоленская АЭС-3 2хТВВ-500-2	194873	54	0,9997
10	Курская АЭС-1 2хТВВ-500-2	253851	120	0,9995
11	Курская АЭС-2 2хТВВ-500-2	264036	152	0,9994
12	Курская АЭС-3 2хТВВ-500-2	223895	363	0,9984
13	Курская АЭС-4 2хТВВ-500-2	217050	0	1,0000
14	Ленинградская АЭС-1 2хТВВ-500-2	321649	215	0,9993
15	Ленинградская АЭС-2 2хТВВ-500-2	271832	123	0,9995
16	Ленинградская АЭС-3 2хТВВ-500-2	246636	74	0,9997
17	Ленинградская АЭС-4 2хТВВ-500-2	233588	144	0,9994
18	Калининская АЭС-1 ТВВ-1000-4	216647	4096	0,9811
19	Калининская АЭС-2 ТВВ-1000-4	214857	3840	0,9821
20	Калининская АЭС-3 ТВВ-1000-2	85363	2796	0,9672
21	Калининская АЭС-4 ТВВ-1000-2	36812	710	0,9807
26	Ростовская АЭС-1 ТВВ-1000-4	115755	585	0,9949
27	Ростовская АЭС-2 ТВВ-1000-4	53611	98	0,9982
28	Ростовская АЭС-3 ТВВ-1000-4	13768	0	1,0000
29	Балаковская АЭС-1 ТВВ-1000-4	202822	2945	0,9855
30	Балаковская АЭС-2 ТВВ-1000-4	193949	2291	0,9882
31	Балаковская АЭС-3 ТВВ-1000-4	197831	135	0,9993
32	Балаковская АЭС-4 ТВВ-1000-4	176879	72	0,9996

надежность эксплуатации. Конечно же на надежность конкретных единиц оборудования оказывают влияние такие условия как технологические допуски и отклонения, условия эксплуатации, своевременное и качественное техническое обслуживание и т.д.

### Опыт эксплуатации турбогенераторов для АЭС

В машиностроении для атомной энергетики предъявляются высокие требования к надежности и качеству

оборудования, в том числе и к генераторам. Поэтому в процессе изготовления турбогенераторов все материалы, детали, а также генератор в сборе подвергаются тщательным проверкам и испытаниям, предписываемым международными и Российскими стандартами и стандартами предприятия.

В процессе эксплуатации турбогенераторы подвергаются воздействию значительных электромагнитных, механических и тепловых нагрузок, которые вызывают естественное старение изоляционных материалов, выработку железа и усталостные механические напря-

жения во вращающихся частях и в неподвижных конструктивных элементах генератора. Назначенный срок службы оборудования влияет на выбор конструктивных решений при проектировании.

Для поддержания работоспособного состояния оборудования регламентированы плановые ремонты для выполнения технического обслуживания с определенной периодичностью и различной длительности и, соответственно, различного объема по выполняемому контролю и замене расходных материалов и быстроизнашивающихся частей.

## Вопросы модернизация генераторов на АЭС

АО «Концерн Росэнергоатом» разработал программу по модернизации оборудования АЭС, нацеленную на восстановление ресурса генераторного оборудования, проработавшего более 20 лет, и увеличения межремонтных циклов в условиях повышения мощности. В результате выполнения программы модернизации должна быть обеспечена эксплуатационная готовность энергоблоков АЭС России к работе на уровне лучших мировых показателей по выработке электроэнергии и ее экономической эффективности.

Увеличение выработки электроэнергии достигается как за счет повышения тепловой мощности реакторных установок и коэффициента полезного действия турбоустановок с работой ТГ на повышенной мощности, так и за счет оптимизации топливных циклов и увеличения межремонтных периодов, что в свою очередь накладывает повышенные требования к силовому электро-техническому оборудованию, отвечающему за выдачу мощности.

Дальнейшая эксплуатация генераторов в новых режимах за пределами установленных заводом изготовителем сроков эксплуатации без модернизации основных узлов генераторов может привести к снижению проектной надежности эксплуатации, ускоренному исчерпанию остаточного ресурса и как следствие к незапланированным выходам турбогенераторов из строя.

Имеющийся в наличии резерв узлов турбогенераторов не в полной мере обеспечивает предупреждение развития последствий износа генераторов энергоблоков с продленными сроками эксплуатации при замене узлов генераторов по техническому состоянию.

При разработке Программы использовался системный подход с учетом всех основных факторов, влияющих на достижение конечного результата, а именно: организационно-управленческих, экономических и технических.

Программа разработана на основе анализа:

- Выполнения принятых ранее решений по восстановлению ресурса турбогенераторов энергоблоков первого поколения в период с 2003 по 2013 годы;
- Технического состояния турбогенераторов;
- Требований нормативно-технической документации;
- Утвержденных текущих и перспективных графиков ремонта энергоблоков АЭС России, прогнозов их корректировки с учетом увеличения межремонтных периодов;
- Продления сроков эксплуатации энергоблоков АЭС;
- Производственных возможностей завода «Электросила»;
- Действующих решений по повышению мощности;

- Предложенных ПАО «Силовые машины» комплексных мероприятий и их соответствия требованиям руководящих документов эксплуатирующей организации;
- Фактических сроков заводского ремонта, транспортировки и монтажа генераторного оборудования;
- Системы финансирования работ по ремонту и восстановлению ресурса генераторного оборудования в период продления сроков эксплуатации энергоблоков и после его завершения;
- Наличия резервного оборудования в отраслевых (страховой запас и ЦРОФ) и станционных резервах и его технического состояния.

## Пакеты модернизации генераторов

Выполнение работ по модернизации турбогенератора направлено на повышение надежности оборудования на основе накопленного опыта эксплуатации турбогенераторов серии ТВВ на электростанциях. На основе опыта эксплуатации, технического обслуживания и ремонта можно выделить несколько направлений по модернизации оборудования. В основном отличия состоят в объеме модернизации и месте ее выполнения для обеспечения целевых условий по эксплуатации оборудования на АЭС после модернизации: например, повышение мощности, переход на более длительный топливный цикл, продление срока службы АЭС либо их композиции.

Перед выполнением любой модернизации необходимо выполнять комплексное обследование оборудования для определения его текущего состояния и выявления каких-либо отклонений от нормального технического состояния, поддерживающего заданные эксплуатационной документацией разрешенные режимы работы оборудования, без превышения допустимых уставок. Комплексное обследование включает в себя как визуальный осмотр с помощью современных технических средств, так и инструментальный контроль. Комплексное обследование должно проводиться высококвалифицированными инженерами, обладающими опытом испытаний турбогенераторов и знающих досконально конструкцию обследуемого оборудования. Поэтому наилучшим решением является выполнение комплексного обследования силами сервисного центра ПАО «Силовые машины».

Модернизации по месту выполнения можно разделить на:

- Выполняемые на заводе-изготовителе.
- Выполняемые на электростанции.

По объему модернизацию можно разделить на:

- Малую модернизацию.
- Среднюю модернизацию.
- Крупную модернизацию.

В объем работ по «малой» модернизации обычно включаются комплект запасных частей, необходимых для восстановления и поддержания работоспособного состояния оборудования, в том числе определенных по результатам обследования и проведение испытаний, например тепловых. Такой вариант модернизации может быть предложен для подтверждения заявленных эксплуатационных характеристик оборудования близкого к истечению срока службы и продления срока эксплуатации до следующего капитального ремонта. Выполняется в условиях АЭС с применением оригинальных запасных частей.

«Средняя» модернизация – может быть вызвана необходимостью продления межремонтного периода и небольшого повышения мощности, например, повышение мощности до 104% от установленной. Проведение подобной модернизации потребует уже замену некоторых узлов и деталей, подверженным воздействию магнитных полей, увеличенным механическим и тепловым нагрузкам. Подобные работы могут быть выполнены как в условиях АЭС так и в условиях завода-изготовителя, что определяется конструктором оборудования в зависимости от конструктивных особенностей изделия и технологического процесса.

«Крупная» модернизация преследует собой продление срока службы на 25 лет с возможностью повышения мощности и перехода на увеличенный межремонтный период. Выполнение этого вида модернизации должно проходить на заводе-изготовителе генератора. Примерами может служить полная перемотка статоров генераторов ТВВ-220-2А, ТВВ-500-2, замена обмотки ротора на генераторах ТВВ-220-2А.

Отдельно следует отметить вариант с полной заменой основных узлов: статора и ротора либо с полной заменой генератора. В этом случае срок службы равен сроку службы нового оборудования, что составляет 40 лет (либо по договоренности с заказчиком). Требования по мощности, длительности межремонтного периода в таком случае устанавливаются по требованиям ТЗ на поставку оборудования/крупных узлов.

Стоит не забывать при проведении модернизаций генераторного оборудования про сопутствующее оборудование, обеспечивающее работоспособность генератора, а именно, система возбуждения, систем контроля и диагностики, вспомогательные технологические системы (маслоснабжения, газоснабжения, водяного охлаждения). Необходимость модернизации или замены вспомогательного оборудования определяется также фактическим состоянием, назначенным сроком эксплуатации или является следствием модернизации непосредственно турбогенератора. Например, при повышении мощности генераторов ТВВ-1000-4 до уровня 1100 МВт необходимо выполнить модернизацию бесщеточных возбуждателей. Оснащение статоров генераторов датчиками вибрации потребует установки системы виброконтроля.

### **Развитие систем контроля и диагностики**

В настоящее время невозможно представить надежную и безопасную эксплуатацию оборудования без систем контроля и диагностики, выполняющих важные функции по автоматизированному мониторингу и сигнализации при выходе контролируемых параметров за пределы уставок, участие в защитах оборудования. На основе набора контролируемых параметров разрабатываются диагностические алгоритмы, назначением которых является предиктивный анализ эксплуатационных режимов, предупреждение развития аварийных ситуаций и информирование эксплуатационного персонала для принятия оперативных решений.

Помимо существующих, уже типовых решений, по оснащению генераторов системами теплового и вибрационного контроля, ведется активное внедрение таких «информационных» систем как мониторинг частичных разрядов обмотки статора и контроля наличия виковых замыканий обмотки ротора. Системами мониторинга и диагностики можно оснащать не только вновь изготавливаемое оборудование, но и модернизированное.

Развитие новых современных методов контроля и диагностики на сегодняшний день является одной из приоритетных задач, стоящих перед АО «Концерн Росэнергоатом» как эксплуатирующей организацией, так и перед поставщиками оборудования и разработчиками программного обеспечения. Для этого идет формирование рабочей группы и поиск потенциально перспективных направлений: разработка применение новых методов контроля с использованием новых измерительных преобразователей, разработка математических моделей и алгоритмов для целей диагностики. Особо необходимо отметить направление по внедрению автоматизированных роботизированных комплексов для обследования и диагностики генераторного оборудования на месте установки без вывода ротора, на основании которого по накоплению опытных данных и статистики будет сделан шаг к разработке предиктивного сервиса по состоянию. Что позволит сократить объем необходимых запасных частей и комплектующих и оптимизировать трудоемкость выполнения технического обслуживания.

### **Заключение**

Заводом «Электросила» ПАО «Силовые машины» совместно с АО «Концерн Росэнергоатом» разработал и воплощает в жизнь мероприятия по модернизации турбогенераторов, установленных на АЭС в России с реакторами различных типов. Предлагаемые пакеты модернизации обеспечивают широкий диапазон вариантов выполнения модернизаций, представляют гибкий подход для оптимизации материальных и временных ресурсов, исходя из необходимости эксплуатирующей организации. Результатом модернизации являются как простое поддержание работоспособности оборудования, так и направления, обеспечивающие повышение эффективности выработки электроэнергии с продлением ресурса и обеспечением должного уровня надежности.

Сопутствующим продуктом для обеспечения надежности эксплуатации и информирования персонала являются стремительно развивающиеся системы контроля и диагностики. ПАО «Силовые машины» предлагает системы контроля и диагностики, разработанные на различных физических принципах с математическим анализом получаемых результатов.

Дальнейшее развитие диагностики и контроля требует консолидации интеллектуальных ресурсов и отработки на макетах и действующих объектах. В связи с этим целесообразно привлекать к разработке новых систем и методов контроля как эксплуатирующие организации, так и разработчиков оборудования и систем автоматизации.

# ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГАРАНТИРОВАННЫМ ЭЛЕКТРОПИТАНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ АЭС В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ СВИНЦОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ, БАТАРЕЙ В СИСТЕМАХ АВАРИЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ НА АЭС

*Алёшкин А.А., Бубнов Ю.И., Ружников В.О.  
ООО «АК Бустер», Санкт-Петербург*

*Соколова Ф.А., Суслин А.М.  
ООО «ТД «Альфа-Электротехторг», Москва*

*Куриленко В.Э.  
АО «Концерн Росэнергоатом», Москва*

## Введение

Система аварийного электроснабжения (САЭ) по назначению и по характеру выполняемой функции является обеспечивающей системой безопасности и предназначена для электроснабжения потребителей систем безопасности атомных станций (АЭС) во всех режимах работы АЭС, включая аварии и обесточивание энергоблока. Основные требования, предъявляемые к САЭ атомных станций определены в НП-087-11.

Аккумуляторные батареи (АБ) входят в состав САЭ и являются её основным элементом (НП-087-11). Типы АБ САЭ выбираются исходя из условия их автономной работы в режиме обесточивания энергоблока, сопровождающегося отказом аварийных автономных источников электроснабжения — дизель-генераторов по допустимому уровню напряжения на шинах при максимальной толчковой нагрузке, включая суммарную инверторную нагрузку сети электроснабжения потребителей первой группы.

АБ при нормальной эксплуатации должны быть полностью заряжены и эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда от отдельного выпрямительного устройства.

Каждая АБ САЭ состоит, как правило, из 104-115 последовательно соединённых аккумуляторов, что делает процедуры оценки текущего состояния АБ достаточно длительными и трудоёмкими.

Надёжность обеспечения электропитанием оборудования на АЭС, в настоящее время достигается осуществлением комплекса мероприятий по:

- организации и проведению осмотра аккумуляторных батарей (измерение текущих параметров каждого ак-

- кумулятора в батарее: напряжения, плотности и температуры электролита) не реже одного раза в месяц;
  - организации и проведении контрольного разряда аккумуляторной батареи не реже одного раза в два года (если иной период не установлен в заводской документации), для определения её фактической ёмкости;
  - организации и проведении технического обслуживания аккумуляторов, батарей (объём и периодичность технического обслуживания должны обеспечивать работоспособность и требуемую надёжность САЭ);
  - ведению журналов для записи данных осмотров и объёма проведённых работ и их хранению.
- Требования к условиям эксплуатации, осмотру и обслуживанию АБ на АЭС определены СТО.1.1.1.01.0678-2015. Осуществление указанных мероприятий возложено на обслуживающий персонал АЭС.

## Основные существующие модели методов диагностики АБ

1. Контрольный зарядно-разрядный цикл.
2. Анализ массива разрядных кривых в виде таблиц, уравнений или систем уравнений.
3. Теоретическое описание распределения тока в электроде в процессе разряда в виде уравнения или систем уравнений.
4. Построение и расчёт параметров эквивалентной электрической схемы системы электрод-электролит или электрод-электролит-электрод.
5. Расчёт баланса количества электричества при цикле заряд-разряд электронными блоками/микросхемами, интегрированными в систему.

## Метод оперативной диагностики и мониторинга эксплуатационных параметров свинцовых аккумуляторов, батарей

Предлагаемый метод оперативной диагностики, реализованный в системах оперативной диагностики и мониторинга эксплуатационных параметров свинцовых аккумуляторов, батарей в системах аварийного электропитания на АЭС (далее — Системы) основывается на физико-химической модели свинцового аккумулятора и включает:

- измерение текущих значений состояния аккумулятора (батареи);
- измерение значений отклика на тестовый сигнал;
- вычисление эксплуатационных параметров аккумулятора (батареи).

Инновационной особенностью данного метода и данных Систем является возможность прогнозирования поведения АБ в аварийном режиме разряда, что значительно повышает надёжность обеспечения гарантированным электропитанием электротехнического оборудования АЭС в аварийных режимах.

## Основные соотношения физико-химической модели свинцового аккумулятора, реализованные в методе оперативной диагностики и мониторинга эксплуатационных параметров свинцовых аккумуляторов, батарей

- Ток обмена  $I_0^+$  на поверхности электрода рассчитывается по формуле 1 [2]

$$I_{\text{раз}} = I_0^+ \left[ e^{\left(\frac{zF}{RT}(1-\alpha)\eta\right)} - e^{\left(-\frac{zF}{RT}\alpha\eta\right)} \right] \quad (1)$$

- Количество электричества в кулонах ( $Q_{\text{кл}}$ ) на поверхности электрода рассчитывается по формуле 2 [2].

$$Q_{\text{кл}} = ze\sigma_{\text{внутри}} S_{\text{акт}} = \frac{I_0^+}{k_{\text{г}} e^{\left[\frac{zF}{RT}((1-\alpha)\Delta\phi_e(M,S))\right]}} \quad (2)$$

- Разрядная ёмкость в ампер-часах ( $Q_{\text{Ач}}$ ) рассчитывается по формуле 3 [1].

$$Q_{\text{Ач}} = \kappa_{\text{эkv}} \Theta \left[ \frac{Q_{\text{кл}}}{3600} \right] \quad (3)$$

- Разрядная ёмкость в требуемом режиме разряда (аварийный режим разряда) рассчитывается численным методом решением уравнения 4 [3].

$$U(t) = U_0 - \frac{4RT}{zF} \ln \frac{I_{\text{раз}}}{I_0^+(t)} + \frac{RT}{zF} \ln \left( 1 - \frac{I_{\text{раз}}}{k_{\text{равн}}^{\text{конц}} S_{\text{акт}} j_{\text{пред}}(t)} \right) - I_{\text{раз}} R_{\text{ом}}(t) \quad (4)$$

В формулах 1-4 используются обозначения:  $\eta$ , В – отклонение напряжения на поверхности раздела электрод – электролит при разряде аккумулятора от равновесного значения;  $U_0$ , В – измеренное значение напряжения разомкнутой цепи аккумулятора;  $I_0^+(t)$ , А – ток обмена на поверхности электрода;  $I_{\text{раз}}$ , А – ток разряда аккумулятора;  $R_{\text{ом}}(t)$ , Ом – омическое сопротивление аккумулятора;  $z = 2$  – величина заряда иона;  $\Delta\phi_e(M,S)$ , В – разность потенциалов на поверхности раздела электрод – электролит в равновесном состоянии электрохимической системы;  $\alpha$  – фактор симметрии или коэффициент переноса, обозначающий долю расстояния между двумя плоскостями, где локализовано переходное состояние;  $k_{\text{г}}$ , 1/с, – константа скорости реакции окисления на поверхности электрода в равновесном состоянии электрода;  $e = 1,60219 \cdot 10^{-19}$  Кл (заряд протона);  $\sigma_{\text{внутри}}$ , 1/см<sup>2</sup> – число катионов на единицу площади с внутренней стороны двойного слоя;  $S_{\text{акт}}$ , см<sup>2</sup> – расчётная эквивалентная площадь активной поверхности электрода, соответствующая суммарному электрическому заряду в момент времени  $t$ ;  $k_{\text{равн}}^{\text{конц}}$  – эмпирический коэффициент пересчёта суммарного электрического заряда на поверхности электрода в эквивалентную площадь активной поверхности электрода;  $j_{\text{пред}}(t)$ , А/см<sup>2</sup> – предельная плотность тока на поверхности электрода.

Вывод и более подробное описание формул 1-4 представлены в работах [4-5].

### Модификации Систем

ООО «АК Бустер» более десяти лет занимается разработкой и производством систем «Оперативной диагно-

стики и мониторинга эксплуатационных параметров свинцовых аккумуляторов, батарей».

Системы классифицируются по:

- назначению на:
  - Системы оперативной диагностики (Анализатор «ЭДА», «Интеграл-2»);
  - Системы оперативной диагностики и мониторинга эксплуатационных параметров (Система «Мониторинг-1»).
- конструктивному исполнению на:
  - портативный переносной электроизмерительный цифровой комбинированный прибор с отображением данных на встроенном дисплее (Анализатор «ЭДА»);
  - портативный интегрируемый в оборудование (транспортное средство) Заказчика цифровой комбинированный прибор с отображением данных на встроенном дисплее (Анализатор «Интеграл-2»);
  - комплекс технических средств, интегрируемый в электрическое оборудование на объектах АЭС с отображением данных на панельном компьютере (Система «Мониторинг-1», «Мониторинг ИБП АЭС» – в разработке).

Передача результатов мониторинга и оперативной диагностики реализована как по проводному каналу связи, так и по радиоканалу.

Системы прошли опытную эксплуатацию на ряде объектов Атомной отрасли и МЧС.

### Опытная эксплуатация Систем

Анализаторы «ЭДА» и «Интеграл-2» (рис. 1 и 2) в соответствии с указанием директора Департамента материально-технического обеспечения МЧС России прошли испытания в районе с холодным климатом, г Мурманск.

Результаты испытаний – положительные.



Рис. 1. Анализатор «ЭДА»



Рис. 2. Анализатор «Интеграл-2»

Система «Мониторинг-1» ЗКПИМ-Рв-2В-1500Ач (рис. 3–6) прошла опытную эксплуатацию на трёх АЭС АО «Концерн Росэнергоатом».

В 2018 году АО «Концерн Росэнергоатом» планирует проведение опытной промышленной эксплуатации системы «Мониторинг-1» 104КПИМ-Рв-2В-1500Ач для принятия решения о целесообразности внедрения данной системы на всех АЭС.

Результаты опытной эксплуатации позволяют сделать вывод о том, что Системы гарантированно обеспечивают:

- ежедневный дистанционный контроль текущего состояния аккумуляторов, батарей;
- своевременное информирование персонала, (с указанием внутреннего номера аккумулятора в батарее), о достижении предкритической и критической зон параметров аккумуляторов и батареи, что позволяет своевременно принять меры предупреждения;
- исключение единичных ошибок персонала;
- документирование и архивирование результатов мониторинга и оперативной диагностики в режиме реального времени.

## Выводы

- Системы оперативной диагностики и мониторинга эксплуатационных параметров свинцовых аккумуляторов, батарей являются инновационным Российским продуктом.

Инновационной особенностью данных Систем является возможность прогнозировать поведение АБ в аварийном режиме разряда.

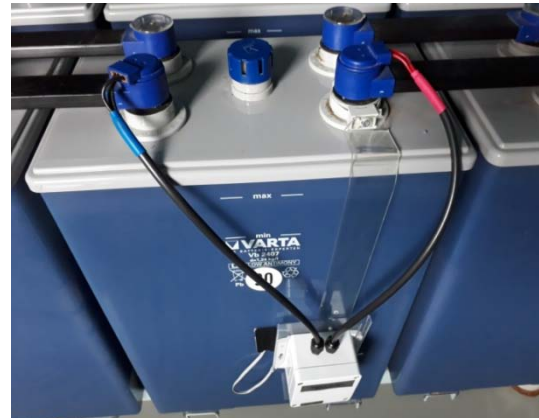


Рис. 3. Генератор тестового сигнала



Рис. 4. Генератор тестового сигнала



Рис. 5. Измеритель Тока (датчик Хола)

Мониторинг АКБ

U = 6.65 V I = 0.6 A T = 26.1 °C Параметры батареи ρ = 1.24 г/см³ R = 0.934 мОм T<sub>средн</sub> = 26.4 °C

Текущие параметры аккумуляторов													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
---	---	---	---	---	---	---	---	2.22 В	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	26.2 °C	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92
---	---	---	---	---	---	---	---	2.22 В	---	---	2.21 В	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	26.2 °C	---	---	25.8 °C	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

режим ожидания

Рис. 6. Экран панельного компьютера

- Внедрение Системы позволит повысить безопасность и надёжность обеспечения гарантированным электропитанием оборудования на объектах АЭС.

#### Список литературы

1. М.А. Дасоян, И.А. Агуф. Основы расчёта конструирования и технологии свинцовых аккумуляторов. Ленинград. Энергия, 1978. 67 с.
2. П. Эткинс. Физическая химия т.1; 2. Москва. МИР, 1980. – с. 545-550.
3. А.А. Алёшкин, Ю.И. Бубнов, В.Х. Протопопов, В.М. Ягнятинский. Метод оперативной диагностики доступной ёмкости свинцовых аккумуляторов (батарей). Саратов. Издательство Саратовского университета, 2013. 46 с.
4. А.А. Алёшкин, Ю.И. Бубнов, О.Г. Ружников, В.М. Ягнятинский. Метод оперативной диагностики основных эксплуатационных параметров свинцовых аккумуляторов (батарей). Материалы 9-й Международной конференции по свинцово-кислотным аккумуляторам LABAT'2014г. Издательство Lead-Acid Batteries Department institute of Electrochemistry and Energy Systems, Bulgarian Academy of Sciences Acad. G. Bonchev str., Block 10, Sofia 1113, BULGARIA, 2014. – с. 197-200.
5. А.А. Алёшкин, Ю.И. Бубнов, В.О. Ружников, В.М. Ягнятинский. Метод оперативной диагностики и прогнозирования основных эксплуатационных параметров свинцовых батарей, работающих в системах аварийного электропитания, на базе мониторинга их текущих параметров. Материалы 10-й Международной конференции по свинцово-кислотным аккумуляторам LABAT'2017г. Издательство Lead-Acid Batteries Department institute of Electrochemistry and Energy Systems, Bulgarian Academy of Sciences Acad. G. Bonchev str., Block 10, Sofia 1113, BULGARIA, 2017. – с. 203-206.

## ИННОВАЦИОННОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

**Ковалев В.Д.**  
ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»

Высоковольтное электротехническое оборудование (трансформаторы, реакторы, коммутационное оборудование) обеспечивает выдачу мощности атомных электростанций в Единую энергетическую систему. Повышение надёжности работы электротехнического оборудования, обеспечение его пожаро- и взрывобезопасности, а также обеспечение им стабильных режимов выдачи мощности существенно повышает безопасность и эффективность работы атомных электростанций.

За последние годы на объекты Концерна РосЭнергоАтом ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» были поставлены ряд мощных силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Блочные трансформаторы 630МВА для Курской и Ростовской АЭС – самые мощные трёхфазные трансформаторы, изготовленные в России (Рис.1). Технические характеристики трансформаторов представлены в таблице 1. Оба трансформатора обладают



Рис. 1. Трансформатор ТЦ 630000/330

транспортной массой до 300 т, что позволяет транспортировать их по железной дороге на трёхсоттонном транспорте. Транспортировка производится со слитым маслом под азотом.

Однофазные блочные трансформаторы 533МВА для Ленинградской и Нововоронежской АЭС – самые мощные однофазные трансформаторы, изготовленные в России (Рис.2). Технические характеристики трансформаторов представлены в таблице 2. Они имеют установленную мощность в трёхфазной группе 1600МВА. Конструктивно обмотка НН расщеплена на две части, одна из которых собрана в «звезду», а другая в «треугольник».

Благодаря современным техническим решениям и применению высококачественных материалов потери короткого замыкания удалось снизить более чем на 10% по отношению к требуемым ГОСТом. При этом массы изделий также не превышают масс, указанных в государственном стандарте.

В настоящее время ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» осуществляет проектирование трансформаторов мощностью 533 МВА на класс напряжения 330 кВ и 750 кВ для Курской АЭС.

Трансформатор ТРДЦН-63000/220 для собственных нужд Ростовской АЭС - один из первых трансформаторов серии 220 кВ, не требующих подпрессовки обмоток на протяжении всего срока службы трансформатора благодаря новой на тот момент технологии прессовки обмоток и применению малоусадочных изоляционных материалов. Сегодня данный подход используется при проектировании всех типов силового трансформаторного оборудования на нашем предприятии. Полная масса трансформатора 63 МВА не только значительно меньше требований ГОСТ для мощности 63МВА, но также не превышает значений для 40 МВА и даже 32 МВА на соответствующий класс напряжения.

Трансформаторы ТРДНС-80000/24 для нужд Нововоронежской АЭС являются самыми мощными трансформаторами собственных нужд. Особенность данных трансформаторов в том, что они изготовлены в двух исполнениях: с «треугольником» и «звездой» по стороне высшего напряжения. Массогабаритные

Таблица 1

№	Тип	АЭС	Масса полная/ транспортная, т		Потери КЗ/XX, кВт	
			ГОСТ	ЭЛЕКТРОЗАВОД	ГОСТ	ЭЛЕКТРОЗАВОД
1	ТЦ-630000/330	Курская	455/370	366/288	1300/345	1450/250
2	ТЦ-630000/500	Ростовская	425/395	395/295	1210/420	1210/420



Рис. 2. Трансформатор ОРДЦ- 533000/500

показатели при этом для обоих типов идентичны. В данном трансформаторе применено переключающее устройство РПН типа RMV производства США на ток 2500А с соединением в «треугольник». Технические характеристики трансформаторов ТРДЦН-63000/220 и ТРДНС-80000/24 приведены в таблице 3.

ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» является традиционным поставщиком высоковольтных шунтирующих реакторов для компенсации реактивной мощности ЛЭП СВН – 400, 500, 750 и 1150 кВ. В течение 40 лет завод разрабатывает, производит и совершенствует конструкции и технологию производства шунтирующих реакторов.

ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» разработал и применяет для производства реакторов пространственную магнитную систему, что позволяет уменьшить потери и весогабаритные размеры реакторов.

На данный момент выпущено более 600 реакторов 500 кВ, 250 реакторов 750 кВ и 50 реакторов 1100 кВ в однофазном исполнении. Заводом разработана и освоена конструкция трехфазного шунтирующего реактора мощностью до 150 Мвар на напряжение до 500 кВ.

В течение 10 лет заводом проводилась замена реакторов броневой конструкции серии РОДЦ на 500 и 750 кВ более совершенной бронестержневой конструкции серии РОМБСМ. В результате значительно улучшены

Таблица 2

№	Тип	АЭС	Масса полная/ транспортная, т		Потери КЗ/ХХ, кВт	
			ГОСТ	ЭЛЕКТРОЗАВОД	ГОСТ	ЭЛЕКТРОЗАВОД
1	ОРДЦ-533000/330	Ленинградская	-/-	339/297	-/-	1130/230
2	ОРДЦ-533000/500	Нововоронежская	360/335	338/300	1260/230	1130/230

Таблица 3

№	Тип	АЭС	Масса полная/ транспортная, т		Потери КЗ/ХХ, кВт	
			ГОСТ	ЭЛЕКТРОЗАВОД	ГОСТ	ЭЛЕКТРОЗАВОД
1	ТРДЦН-63000/220	Ростовская	140/120	102/85	265/70	265/70
2	ТРДНС-80000/24	Нововоронежская	-/-	103,7/80	-/-	328/60



Рис. 3. Шунтирующий реактор РОМБС-60000/500

технико-экономические, массогабаритные и виброакустические характеристики реакторов, достигнуто соответствие лучшим зарубежным образцам. Потери снижены с 210 до 120 кВт в реакторе 500 кВ, с 320 до 200 кВт – в реакторе 750 кВ.

Разработаны и серийно выпускаются принципиально новые конструкции шунтирующих реакторов РОМБС-60000/500 (Рис.3) и РОМБС-110000/750. Данная продукция широко применяется на российских АЭС.

Трансформатор ОРЦ-417000/750 для Калининской АЭС – первый изготовленный в России трансформатор на класс напряжения 750 кВ (Рис.4). Трансформатор оборудован системой охлаждения вида Ц. При проектировании удалось добиться снижения потерь короткого замыкания и холостого хода на величину порядка 10% от требуемых ГОСТ, при этом массогабаритные показатели трансформатора также существенно ниже нормированных.

На сегодняшний день Производственный комплекс обладает мощной конструкторско-технологической базой, которая способна решать любые задачи, связанные с проектированием трансформаторно-реакторного оборудования на класс напряжения до 1150 кВ включительно.

При проектировании трансформаторов проводится целый комплекс расчётов, включающий в себя:

- расчет изоляции трансформаторов при воздействии импульсных напряжений и напряжений промышленной частоты;
- расчет на стойкость обмоток при коротком замыкании;
- полный комплекс электромагнитных расчетов;





Рис. 4. Трансформатор ОРЦ-417000/750 в испытательном зале

- тепловой расчет трансформаторов и расчет систем охлаждения;
- механические и электромагнитные расчеты металлоконструкций трансформаторов с использованием программы ANSYS;
- расчёт на сейсмические воздействия.

Отдельно следует отметить, что последнее время всё большую актуальность приобретают расчёты на перегрузочную способность трансформаторов, связанные в перспективе с возможным продлением срока службы.

Для проектирования и расчётов используется лицензионное программное обеспечение, система автоматического проектирования трансформаторов общего назначения САПР ТОН, АНСИС, АвтоКад, Проинженер.

Отличительной чертой современного подхода к проектированию узлов сложной формы в ОАО «ПК ХК Электрозавод» является использование технологии 3-D моделирования.

Данный подход широко используется и применяется при расчёте:

- электромагнитного поля в трансформаторе при расчёте главной и продольной изоляции;
- потерь и как следствие перегревов в отдельных элементах конструкции;
- прессующей системы и стойкости обмоток токам короткого замыкания;
- прочности металлоконструкции и стойкости к сейсмическим воздействиям.

Расчётные данные подтверждаются при заводских испытаниях.

В рамках программы НИОКР ОАО «ФСК ЕЭС» ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» разработал силовой элегазовый трансформатор на напряжение 220 кВ мощностью 63 МВА (Рис.5). Элегазовый трансформатор разработан в однофазном типополнении с двумя вариантами системы охлаждения:

- ОРЭНЦН-21000/220-У1 – с системой охлаждения «элегаз-вода»;
- ОРЭНДЦН-21000/220-У1 – с системой охлаждения «элегаз-воздух».

Основные преимущества элегазового трансформатора по сравнению с маслонаполненным трансформатором:

- негорючий и взрывобезопасный;



Рис. 5. ОРЭНДЦН-21000/220-У1 – с системой охлаждения «элегаз-воздух»

- малый вес;
- не требуется сооружение маслоприемника;
- отсутствие расширителя, что позволяет уменьшить вертикальные размеры;
- отсутствие системы пожаротушения;
- существенно меньший по сравнению с масляными трансформаторами уровень звука;
- элегаз более экологичен, так как он абсолютно инертный, нетоксичный и невосгорающий;
- повышенная стойкость при воздействии огня извне;
- практически не требуется техническое обслуживание.

В 2012 году ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» разработал, изготовил и поставил на ПС «Нельм» МЭС Западной Сибири управляемый шунтирующий реактор (УШР) типа УНШРТД-180000/500 (Рис.6).

УШР относится к устройствам FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems), внедрение которых способствует созданию интеллектуальных сетей (Smart Grid). Эффективное управление потоками активной и реактивной мощности – одно из основных условий оптимизации режимов таких сетей.



Рис. 6. Управляемый шунтирующий реактор УНШРТД-180000/500

УШР позволяют:

- повысить пропускную способность линий электропередачи;
- стабилизировать напряжение сети и на подстанциях АЭС;
- повысить надежность энергосистемы за счет снижения количества коммутаций выключателей и переключений РПН трансформаторов;
- снизить потери при передаче электроэнергии.

В таблице 4 приведено сравнение УШР 500 кВ 180 МВА ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» с УШР аналогичной мощности и напряжения ОАО «Запорожтрансформатор».

Как видно из таблицы 4, характеристики шунтирующих реакторов производства ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» по ряду характеристик (потери, массо-габаритные показатели) значительно лучше. Отличительной особенностью УШР производства ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» является отсутствие отдельной обмотки управления.

Таблица 4

Изготовитель	ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»	ОАО «Запорожтрансформатор»
Потери х.х., кВт	3x50	3x110
Потери в режиме ном. нагрузки, кВт	3x200	3x300
Масса активной части, т	80	88
Масса масла, т	27	33,5
Транспортная масса, т	115	135
Полная масса, т	132	152
Трансп. размеры в плане, мм	2950x5990	3150x6235
Трансп. высота, мм	4290	5000
Установочные размеры в плане, мм	4040x6580	6400x7700
Установочная высота, мм	9980	10520

ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» разработал серию трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали ТМГАМ на напряжение 10 кВ мощностью 400, 630 и 1000 кВА.

Первый трансформатор этой серии мощностью 630 кВА изготовлен и прошел все заводские испытания. В настоящее время установлен и проходит опытную эксплуатацию в системе электроснабжения ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (Рис.7).

Трансформаторы серии ТМГАМ изготавливаются в герметичном корпусе с полным заполнением масла, без



Рис. 7. Трансформатор ТМГАМ-630

расширителя. Трансформаторы снабжены переключателями типа ПБВ с диапазоном регулирования +/- 5%.

Серийное производство данных трансформаторов освоено на Уфимском трансформаторном заводе ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД».

Основные преимущества трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали:

- имеют потери холостого хода в 4 - 5 раз меньше, чем трансформаторы с магнитопроводами из электротехнической стали;
- более низкий уровень шума, по сравнению с традиционными масляными трансформаторами;
- применение трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали позволяет уменьшить затраты потребителя на потери электроэнергии.

Стоимость трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали несколько выше, чем трансформаторов с традиционным магнитопроводом, однако, при современном уровне цен на электроэнергию это удорожание окупается примерно за 4 - 5 лет. Аморфные трансформаторы должны найти широкое применение в системе собственных нужд АЭС.

## Выводы

1. Мощные силовые трансформаторы ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» обеспечивают выдачу мощности в сеть для ряда АЭС.

2. Для обеспечения безопасности и эффективности работы АЭС перспективно применение пожаро и взрывобезопасных элегазовых трансформаторов и управляемых шунтирующих реакторов, обеспечивающих стабилизацию напряжения на шинах АЭС.

3. Для снижения потерь электрической энергии в трансформаторах собственных нужд АЭС целесообразно использовать трансформаторы с магнитопроводами из аморфной стали.

## ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ АЭС

*Savorelli E, Tozzi M, Мудрик А.А.*  
*SAMLIN Limited, Великобритания,*

*Дарьян Л.А.*  
*АО «Техническая инспекция ЕЭС», Россия*

## Введение

Электроэнергетические предприятия по всему миру применяют системы диагностического мониторинга (СДМ) оборудования для оценки их текущего состояния, своевременного обнаружения развивающихся повреждений, оптимизации интервала времени между мероприятиями по техническому обслуживанию и, следовательно, уменьшения связанных с этим расходов.

Кроме того, внедрение СДМ позволяет создать базу знаний о состоянии оборудования в процессе эксплуатации, что определенным образом компенсирует растущую нехватку технических специалистов. Системы диагностического мониторинга генерируют огромный объем первичных данных, которые требуют последующей интерпретации, и становятся ценной информацией для собственников электрооборудования.

В настоящей работе представлены решения по СДМ для генераторов и силовых трансформаторов, обеспечивающих оптимальный выбор контролируемых параметров и упрощение интерпретации результатов измерений, что позволяет повысить эффективность управления активами.

### Мониторинг ЧР в обмотках статоров генераторов

Исследования, проведенные в последние годы, показывают, что пробой изоляции является наиболее частой причиной выхода из строя генераторов [1], и, как правило, является результатом старения изоляции и/или недостатков проектирования или технического обслуживания. Приведем некоторые причины старения изоляции:

- *Термическое воздействие:* процесс старения изоляции сопровождается увеличением внутреннего давления газа и уменьшением адгезии изоляционной системы, а также образованием пустот, расслоений и развитию ЧР в указанных областях изоляционной конструкции;
- *Циклическое термическое воздействие:* термомеханический процесс, приводящий к ослаблению и разрушению изоляции, возникновению расслоений, и развитию ЧР в изоляции. Старение изоляции связано с различными коэффициентами теплового расширения материалов;
- *Некачественная пропитка смолы:* остающиеся пузырьки воздуха в изоляции приводят к развитию в них частичных разрядов (ЧР);
- *Загрязнение:* осаждение пыли и масла снижает электрическую прочность на поверхности изоляции, что является причиной развития ЧР;
- *Ослабление стержней статора:* из-за вибраций стержни перемещаются в пазах, повреждая покрытия паза, что приводит к возникновению и развитию ЧР (пазовые ЧР);
- *Низкое качество полупроводящего покрытия:* развитие ЧР в пространстве между статором и обмоткой (пазовые ЧР);
- *Некачественное соединение* в зоне стыковки изоляционных материалов: развитие ЧР в области соединения материалов;
- *Нарушение геометрии в области лобовых частей:* локальное повышение напряженности электрического поля и развитие коронных разрядов (ЧР в области между стержнями);

Несмотря на множество диагностических методов для оценки состояния изоляции обмотки статора вращающейся машины (например, измерения сопротивления обмотки постоянному току, сопротивления изоляции, емкости, тангенса угла диэлектрических потерь, испытание повышенным напряжением, определение индекса поляризации), контроль ЧР имеет то преимущество, что он может быть выполнен на работающем генераторе, т.е. в режиме «онлайн».

На основании результатов контроля ЧР может быть проведено ранжирование генераторов по текущему состоянию их изоляционной системы. Более того, интеллектуальная система мониторинга ЧР позволяет интерпретировать результаты измерения ЧР с учетом условий эксплуатации. При этом исключается «человеческий фактор».

### Подходы к измерению ЧР

Обычно онлайн контроль изоляции генератора повторяется каждые шесть или двенадцать месяцев, потому что процессы, приводящие к старению изоляции, развиваются очень медленно. Чтобы иметь возможность сравнивать результаты измерений и для отслеживания тенденций важно, чтобы приборно-аналитическое обеспечение контроля ЧР было одинаковым, поскольку применение разных типов приборов влияет на результаты измерений, описывающих развитие ЧР (амплитуда, частота следования и др.).

Кроме того, обследование должны выполняться при идентичных условиях эксплуатации [2], поскольку ЧР в изоляции генераторов могут существенно зависеть от их нагрузки, температуры и влажности [2,3].

Например, IEEE рекомендует проводить измерения в следующих диапазонах значений изменения напряжения, температуры и нагрузки: напряжение - в пределах 1,5%, температуру - в пределах 5 °С, нагрузку - в пределах 10%. При этих условиях обеспечивается соизмеримость полученных данных.

В стандарте ГОСТ IEC / TS 60034-27-2-2015 рекомендуется выполнять измерения при разных нагрузках и температурах (Рис. 1), чтобы иметь более полное представление о состоянии изоляционной системы и идентифицировать возможные ухудшения.

В большинстве случаев при периодическом онлайн контроле рекомендуемая процедура не соблюдается, что связано с режимами эксплуатации оборудования.

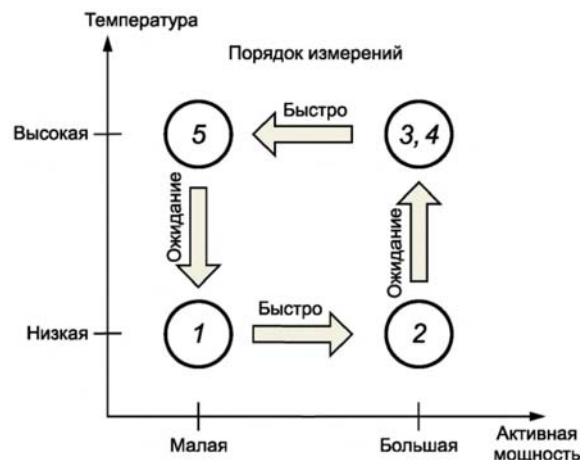


Рис. 1. Процедура измерений ЧР по ГОСТ IEC / TS 60034-27-2-2015

### Система мониторинга ЧР

Онлайн система мониторинга генераторов позволяет отслеживать активность ЧР с учетом условий эксплуатации, представляя все параметры в графическом и интуитивно понятном виде.

Основным новшеством в представлении данных мониторинга является привязка активности ЧР к условиям эксплуатации.

Карта ЭЧР (энергии ЧР), приведенная на Рис. 2, представляет собой двумерное представление состояния генератора (зависимость от нагрузки и температуры). На графике каждые десять минут отображается точка в соответствии с условиями работы, а ее цвет определяется индексом ЭЧР (от зеленого до красного по мере увеличения ЭЧР). ЭЧР, в свою очередь, определяется амплитудой и частотой повторения импульсов ЧР. Карта ЭЧР соответствует ГОСТ ИЕС/ТС 60034-27-2. Этот графический инструмент показывает корреляцию между ЧР и нагрузкой и/или температурой.

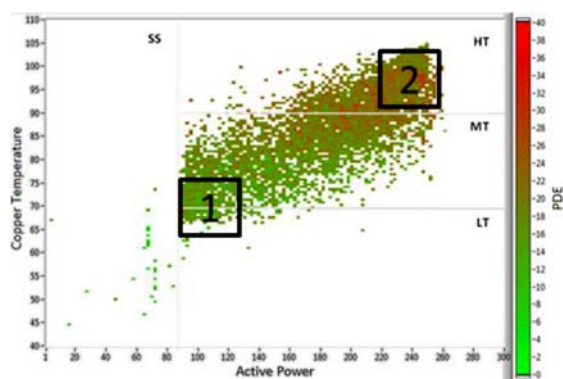


Рис. 2. Карта ЭЧР генератора

Тенденция изменения ЧР с учетом условий эксплуатации анализируется еженедельно. При этом система мониторинга суммирует накопленные данные регистрации ЧР для каждого определенного периода эксплуатации. Далее, по результатам статистической обработки этих данных определяются еженедельные интегральные характеристики ЧР: амплитуда и частота повторения импульсов, ЭЧР, суммарный заряд. По этим значениям строятся тренды, на основании которых формируются предупредительные сигналы. Такой подход к обработке данных измерений и построения трендов позволяет минимизировать возможность регистрации ложных сигналов.

### Пример 1: Диагностирование

На турбогенераторе мощностью 300МВА и напряжением 19кВ прослеживается корреляция между активностью ЧР и условиями эксплуатации, в основном температурой (Рис. 3) [4]. При этом энергии ЧР увеличивается с увеличением температуры.

Система мониторинга позволяет провести тщательный анализ ЧР, имеющих место в обмотках статора, путем построения графиков распределения ЧР (PRPD - Phase Resolved Partial Discharge) и амплитудного анализа. График распределения PRPD показывает зоны воз-

никновения ЧР на кривой приложенного напряжения. На основании анализа распределения импульсов ЧР в этих зонах определяется тип дефекта изоляции, в которой развиваются ЧР.

На рис. 3 показаны PRPD-образы при низкой и высокой температуре. Эти образы имеют некоторое сходство, но выделяется феномен пазового ЧР [5], который активен только при высокой температуре. Диагностическое заключение о развитии ЧР в пазах генератора подтвердилось бороскопическим обследованием (рис. 4).



Рис. 4. Результаты бороскопии (следы разрядной активности)

### Пример 2. Корректировка условий эксплуатации

На турбогенераторе мощностью 200 МВА была обнаружена связь между активностью ЧР и температурой машины (Рис.5). Регулируя температуру охлаждающего водорода, можно избежать снижения температуры статора ниже 59°С, определенной как граница приемлемого уровня ЧР по карте ЭЧР.

В течение последующих недель эксплуатации после изменения уставок охлаждения водорода, было подтверждено существенное снижение активности ЧР при мощностях от 120 до 160 МВА при температуре статора выше 59°С. Это корректирующее действие является следствием оценки карты ЧР, без применения специальных знаний в области интерпретации результатов ЧР. Самая высокая температура, достигаемая машиной, была все еще значительно ниже расчетной для класса изоляции F и безопасна с точки зрения термического воздействия.

Эта корректировка позволяет уменьшить ЭЧР и, следовательно, замедлить процесс деградации изоляции, что позволяет обеспечить продление срока службы машины. Наряду с упрощенным представлением результатов, система мониторинга сохраняет информацию по всем диагностическим параметрам, что позволяет в случае необходимости проводить более глубокие исследования.

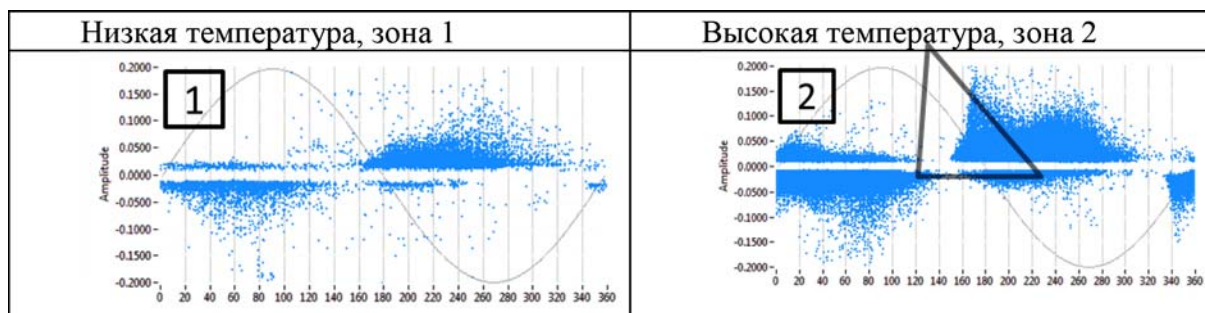


Рис. 3. Распределение ЧР (PRPD) при низкой и высокой температуре

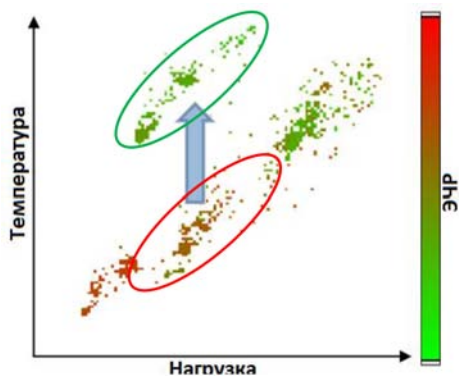


Рис. 5. Карта ЭЧР, демонстрирующая эффект корректирующего воздействия

## Полный диагностический мониторинг состояния трансформаторов

Разработана система диагностического мониторинга (СДМ) силовых трансформаторов, охватывающая различные аспекты диагностирования и представляющая диагностическую информацию через уникальный пользовательский интерфейс.

### Анализ растворенных в трансформаторном масле газов (АРГ)

АРГ признан наиболее ценным и эффективным диагностическим методом для обнаружения зарождающихся и развивающихся повреждений в маслонаполненных трансформаторах. АРГ позволяет идентифицировать развивающиеся повреждения во внутренней изоляции силовых трансформаторов (СТ) при возникновении тепловых и электрических воздействий. Указанные воздействия приводят к разрушению химических связей в структуре бумажной и масляной изоляции с образованием продуктов разложения, в том числе и газообразных: водорода, метана, этана, этилена, ацетилен, окиси и двуокиси углерода. Система непрерывного онлайн мониторинга растворенных в трансформаторном масле газов обеспечивает отбор проб масла из бака трансформатора масла с заданной, регулируемой периодичностью. Извлечение растворенных в трансформаторном масле газов производится равновесным методом, а определение качественного и количественного состава каждого из вышеуказанных газов осуществляется методом фотоакустической спектроскопии. При этом концентрация водорода определяется специальным датчиком.

Специализированное программное обеспечение позволяет интерпретировать результаты АРГ наиболее распространенными в мировой практике методиками: Роджерса, МЭК и СИГРЕ, «ключевого газа», а также при помощи треугольников и пентаграмм Дюваля.

### Система контроля ЧР

Система контроля ЧР является диагностическим инструментом, который может подтвердить диагностические заключения, полученные по результатам АРГ. Кроме того, эта система более чувствительна к определенным дефектам, что позволяет повысить достоверность результатов диагностирования. Например, в случае газообразования в некоторых маслах в начале эксплуатации при отсутствии ЧР можно однозначно ут-

верждать, что газообразование не связано с развитием разрядов в изоляции, а вызвано спецификой некоторых масел выделять газы (в основном водород) на начальной стадии их эксплуатации.

При возникновении ЧР внутри основного бака трансформатора обычно требуется несколько дней, чтобы концентрации газов, преимущественно водорода (основного газа, образующегося в результате ЧР) достигли уровня надежной регистрации. В этом случае система мониторинга ЧР позволяет более оперативно выявлять развивающиеся повреждения. Кроме того, на основании результатов авторских исследований, устанавливающих связь между характеристиками ЧР и количественным и качественным составом газообразных продуктов разложения бумажно-масляной изоляции (ГПРИ) выявлено, что удельное газообразование в трансформаторном масле при начальных ЧР почти на два порядка превышает удельное газообразование при критических ЧР, развивающихся, например, в газовых пузырьках для одной и той же марки трансформаторного масла [6]. Это обстоятельство позволяет оценить опасность развивающегося повреждения (скорости развития) при условии одновременного (параллельного) измерения характеристик ЧР и количественного и качественного состава растворенных в трансформаторном масле газов и скорости их нарастания.

Регистрация ЧР в СДМ производится электрическим методом: сигнал снимается с измерительных выводов (ПИН) высоковольтных вводов (ВВ) через адаптеры. Емкость ввода С1 является «датчиком», хорошо передающим высокочастотные сигналы. Предлагаемая схема измерения позволяет оценить полярность сигналов, что делает возможным «отделять» ЧР, возникшие внутри основного бака от ЧР, развивающихся внутри высоковольтного ввода.

### События высокой энергии (СВЭ)

Дуговые разряды, имеющие место во внутренней изоляции трансформатора и не являющиеся ЧР, также генерируют сигналы в высокочастотном диапазоне (от кГц до МГц), и регистрируются системой контроля ЧР. Такие сигналы характеризуются чрезвычайно высокой энергией, часто не связаны с фазой напряжения промышленной частоты, и их возникновение может быть неустойчивым (в течение одного дня могут быть тысячи разрядов, а затем их отсутствие в течение нескольких недель). При данном виде воздействий образуется в основном ацетилен, обнаруживаемый системой АРГ, а мониторинг СВЭ, как и контроль ЧР, позволяет уточнить диагноз. При этом тренд изменения концентраций растворенных в трансформаторном масле газов может быть уточнен по результатам контроля СВЭ.

### Система диагностического мониторинга высоковольтных вводов (СДМ ВВ)

Адаптер высоковольтного ввода, применяемый для обнаружения и регистрации ЧР, обеспечивает также измерение токов утечки ВВ. Система мониторинга ВВ позволяет оценить изменение емкости и тангенса угла диэлектрических потерь каждого контролируемого ВВ, обеспечивая сравнение показаний амплитуды и фазового угла трех датчиков. При этом проводится сравнение измеренных параметров ВВ одного и того же трансформатора (трехфазного или группы трех однофазных), а также, при возможности, сравнение токов утечки ВВ

на «высокой» и «низкой» сторонах напряжения одного трансформатора (ВН и НН). Для повышения точности результатов измерений возможно использование сигналов трансформатора напряжения.

Задачей СДМ ВВ является контроль состояния изоляционной системы ВВ через измерения тангенса угла диэлектрических потерь, позволяющих диагностировать термическое старение и увлажнение изоляции, а также измерение емкости С1, позволяющей диагностировать короткие замыкания обкладок в изоляции конденсаторного типа ВВ.

Следует отметить, что описанный метод применим для всех конструктивных исполнений ВВ: OIP, RIP и новейшей технологии RIS.

### Сквозные токи (СкТ)

Электродинамические воздействия, создаваемые токами короткого замыкания или пусковыми токами, могут привести к деформации обмоток. Деформации обмоток могут быть обнаружены только по результатам испытаний на отключенном оборудовании с помощью метода низковольтных импульсов (МНИ), анализа частотной характеристики (SFRA), или измерения сопротивления короткого замыкания  $Z_k$ .

Регистрация СкТ проводится путем измерения токов на вторичных обмотках встроенных трансформаторов тока.

Мониторинг параметров СкТ (пиковое значение, среднеквадратичное значение, наличие постоянной составляющей, длительность и энергия), позволяет оценить степень их воздействия на обмотки. Мониторинг СкТ — это инструмент, предназначенный для ранжирования парка трансформаторов и определения необходимости и объема испытаний на отключенных трансформаторах. Данные мониторинга сохраняются в COMTRADE формате, для возможного дальнейшего использования, например, для проведения оценки совместно с работой выключателя.

### Аналитические модели (АМ)

Представленная полная СДМ трансформаторов включает в себя аналитические модели, позволяющие оценивать: температуру наиболее нагретой точки, распределение и динамику изменения влаги в масле и твердой изоляции, старение изоляционной системы в различных частях трансформатора, состояние системы охлаждения и РПН. Нагрузочная способность трансформатора определяется в режиме реального времени и определяется как режимом работы трансформатора, так и текущим состоянием системы охлаждения, а также влажностью изоляционной системы.

Алгоритмы расчета являются гибкими и рассчитаны на ввод как ручной информации, так и сигналов с датчиков. Частичное отсутствие информации (исходных данных), несомненно, влияет на точность результатов диагностирования, но и в этом случае диагностическое заключение все равно выдается, т.к. в этом случае используются вспомогательные алгоритмы, позволяющие компенсировать отсутствие некоторых данных.

### Экспертная система

Организация знаний в электроэнергетической отрасли является ключевым элементом обеспечения эффективного управления активами, использования накопленного опыта и расширения знаний на основе новых данных.

Для создания инфраструктуры сбора данных и перевода данных в значимую информацию должны использоваться соответствующие процедуры и инструменты — экспертные системы. В дальнейшем эти системы могут быть использованы персоналом электроэнергетических предприятий для оценки состояния парка оборудования без глубоких технических знаний.

В настоящей работе предлагается целостный подход для ранжирования силовых трансформаторов на основе результатов диагностического мониторинга, описанных выше, результатов расчетов по аналитическим моделям [7, 8], и текущих параметров (нагрузка, полная мощность и т.д.), объединенных в информативный и интуитивно понятный параметр, называемый Индекс Состояния. Кроме того, экспертная система позволяет объединить онлайн данные с данными измерений и испытаний на отключенном оборудовании, а также с результатами визуального осмотра трансформатора, что позволяет обеспечить более детальную и точную оценку и тенденцию изменения состояния трансформатора.

### Группа Состояния

В существующих документах МЭК, IEEE и CIGRE нет стандартизованного метода определения состояния трансформатора. В технической брошюре CIGRE TB 227 [11] приводится подход к качественной оценке состояния трансформатора с использованием пяти категорий, или групп состояния. По аналогии с классификацией CIGRE был разработан параметр «Группа Состояния», который можно использовать для ранжирования трансформаторов. Это позволяет сегментировать парк трансформаторов в пять Групп Состояния, чтобы сосредоточить внимание эксплуатирующего персонала на критическом оборудовании.

Группы Состояния определяются на основе сопоставления текущих и нормированных значений измеряемых или расчетных параметров. Несмотря на то, что Группы Состояния имеют диапазон от 1 до 5, некоторые конкретные параметры могут достигать максимального значения 3 или 4, будучи менее критичными, чем другие (например, концентрация азота, растворенного в трансформаторном масле, не предполагает условий для включения его в Группы Состояния 4 или 5). **Итоговая группа состояния трансформатора оценивается по самому высокому (худшему) состоянию анализируемых подсистем.** Например, если один из вводов находится в Состоянии 5, то Группа Состояния трансформатора будет равна 5, поскольку повреждение ввода делает весь трансформатор непригодным для эксплуатации.

Выбор контролируемых и расчетных параметров может быть разным в каждом конкретном случае, поэтому алгоритм определения Группы Состояния должен быть гибким и отражать особенности парка контролируемого оборудования, такие как возраст, класс напряжения и конструктивные особенности (например, некоторые конструкции ВВ не имеют ПИН, что делает невозможным измерение ЧР, тангенса угла диэлектрических потерь и емкости ВВ). Гибкость — это ключевая функция, реализованная для разных категорий пользователей.

Нормированные (предельно допустимые) значения контролируемых и расчетных параметров могут соответствовать стандартам и рекомендациям, или задаваться пользователем на основании собственного опыта. В качестве примера, в Таблице 1 показаны возможные нормированные значения для некоторых контролируемых параметров для определения Группы Состояния.

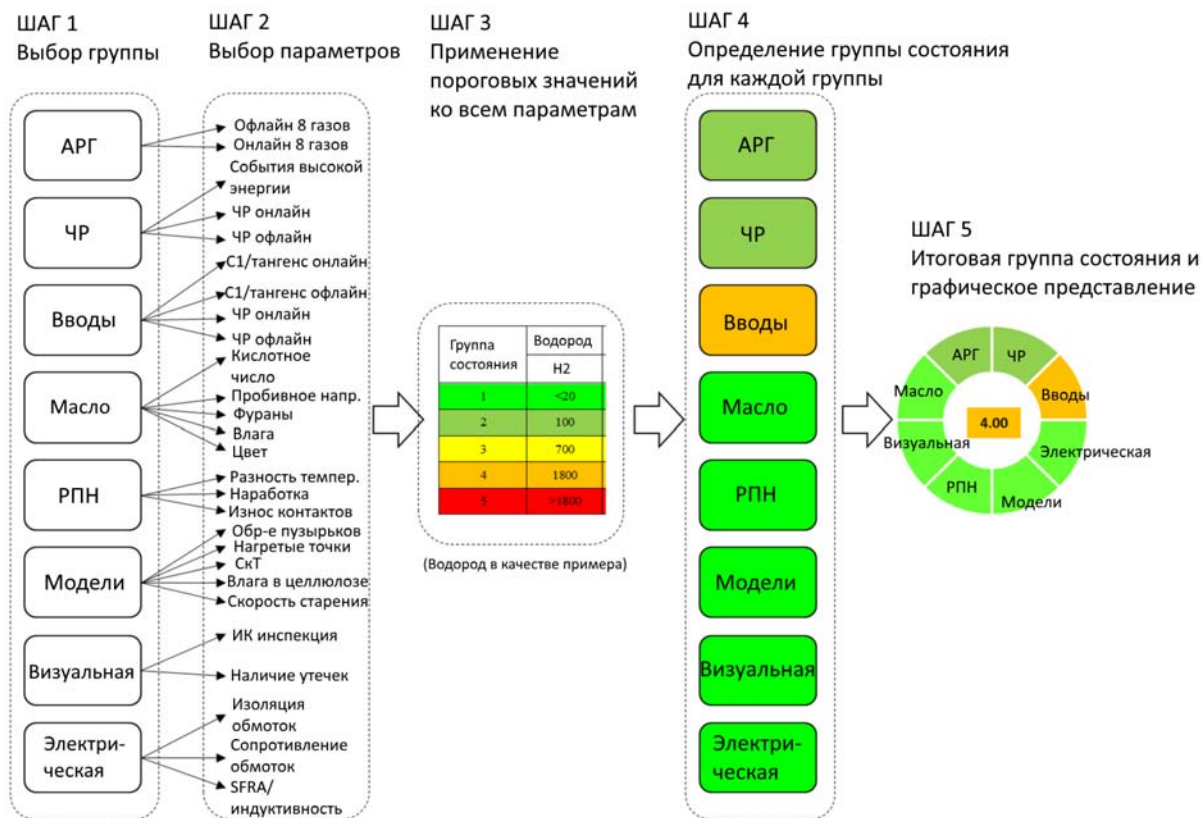


Рис. 6. Определение Группы Состояния

Таблица 1. Нормированные значения контролируемых параметров

Группа Состояния	Параметр							
	Средняя тем-ра ННТ (° C)	Мах тем-ра ННТ, (° C)	Средн. влажность в масле RS(%)	Средн. влажность в бумаге (%)	Средняя скорость старения	«Накопленный» возраст (годы)	Запас до образования пузырьков (° C)	Мин. U <sub>пр</sub> масла (кВ)
1	<90	<100	<10	<0,5	<0.5	<20	> 100	> 60
2	100	120	15	1	1	30	50	45
3	110	140	20	2	2	40	20	35
4	> 110	> 140	30	4	>2	> 40	<20	30
5			> 30	> 4				<30

Аналогичный подход может быть легко применен ко всем другим контролируемым параметрам.

На Рис. 7 показан реальный случай отслеживания состояния трансформатора со свободным дыханием, где Группа Состояния переходит из 4 (Среднесрочный Риск) в 2 (нормальная эксплуатация) после проведения регенерации масла [12]. Метод Группы Состояния очень хорошо отражает переход от начального состояния, вызванного увлажнением изоляционной системы и старением масла (состояние 4 определяется маслом) и конечным состоянием после регенерации масла.

### Индекс Состояния

Следующий шаг после вычисления Группы Состояния заключается в ранжировании трансформаторов, попадающих в ту же категорию. По этой причине вычисляется новый параметр, называемый Индексом Состояния, который состоит из трех цифр: первая – это Группа Состояния, определяемая на основе показателя с худшим значением (показывает состояние каждого трансформатора в категории от 1 до 5). Две другие цифры вычисляются с использованием подхода «Общая оценка», основанном на применении весовых коэффициентов к каждому параметру и вычисления величины от 0,00 до 0,99, что соответствует Общему Состоянию трансформатора. Алгоритм и пример расчета Индекса состояния показан на рисунках 8, 9 и 10.

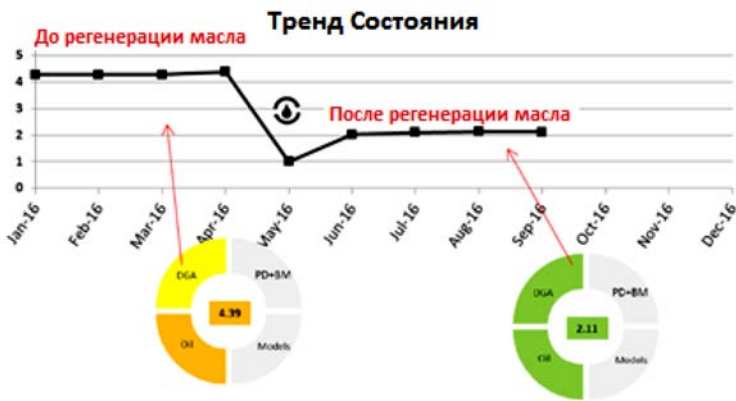


Рис. 7. Изменение Группы и Индекса Состояния после регенерации масла

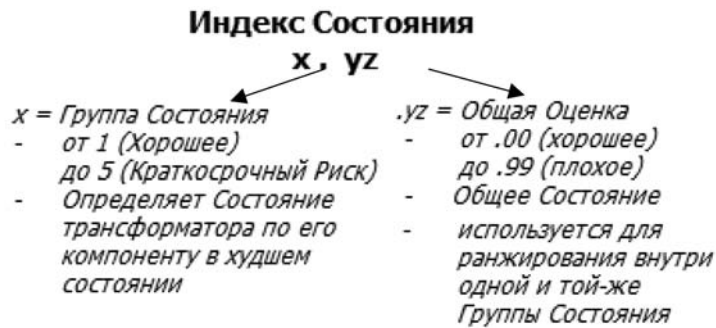


Рис. 8. Определение Индекса Состояния



Рис. 9. Алгоритм расчета Индекса Состояния

Группа состояния	Группа	Параметры ранжирования парка	IS= Индивид. оценка (0-0.99)	W= Вес	WI= взвешенный индекс
2	АРГ	Онлайн АРГ	0.25	0.3	0.075
		Офлайн АРГ			
2	ЧР	Среднее постоянство	0.25	0.1	0.025
		Высокое постоянство			
4	Вводы	События выс. энергии	0.9	0.2	0.18
		Макс. емкость, %			
		Макс. тангенс, %			
1	Модели	Макс. ЧР	0.01	0.05	0.005
		Нагретые точки			
		Старение			
		Влага в целлюлозе			
1	Визуальная	Образование пузырьков	0.01	0.05	0.005
		СкТ			
		ИК камера			
1	Качество масла	Состояние компонентов	0.01	0.1	0.001
		Утечки?			
		Кислотное число			
		Пробивное напряж.			
1	Электрическая	Цвет	0.01	0.1	0.001
		Влага			
		Фураны			
1	РПН	Индуктивность обм.	0.01	0.1	0.001
		Сопротивл. обм.			
		Испытание изоляции			
1		Разность температур	0.01	0.1	0.001
		Общее состояние			



$$\text{Общая оценка} = \sum_{i=1:N} (W_i * I_{s_i}) = 0.28$$

Рис. 10. Пример расчета Индекса Состояния



На Рис. 10 показан пример расчета Индекса Состояния:

- Выбрано 8 групп, 26 параметров;
- для каждого параметра вычисляется индекс состояния от 0,00 до 0,99. Все они имеют достаточно хорошую оценку, кроме ВВ, которому дана оценка 0,9 из-за повреждения;
- расчетное значение «Общей оценки» составляет 0,28 довольно хорошее, несмотря на наличие повреждения ВВ;
- Группа состояния трансформатора - 4 (среднесрочный риск), определяется состоянием ВВ;
- комбинация двух чисел определяет критический Индекс Состояния, равный 4,28, который сразу же фокусирует внимание на Группе Состояния трансформатора и на неисправном компоненте (ВВ)

### Выводы

1. Разработано приборно-аналитическое обеспечение диагностического мониторинга важнейших активов электроэнергетических предприятий - генераторов и силовых трансформаторов с целью предоставления обобщенной информации о состоянии оборудования управляющим активами и рисками.

2. Проведенные исследования показывают преимущества графической корреляции результатов измерений ЧР в изоляции генераторов совместно с условиями эксплуатации. Карта ЭЧР показывает поведение ЧР в различных условиях работы и позволяет:

- проводить графическое сравнение состояния однотипных генераторов;
- определить наиболее критичные условия эксплуатации изоляционной системы обмоток статора для замедления процессов ее старения;
- планировать техническое обслуживание по техническому состоянию оборудования.

3. Представлена СДМ силовых трансформаторов, основанная на оптимальном количестве контролируемых параметров, позволяющая ранжировать трансформаторы по их техническому состоянию, выраженному через критерий «Индекс состояния», объединяющий в себе два критерия: «Группа состояния» и «Общее состояние».

4. Предложенный метод ранжирования силовых трансформаторов, основанный на рекомендациях признанных международных документов (например, СИГРЕ ТБ 227) обладает следующими особенностями:

- простота вычисления и гибкость по количеству групп, параметров и выбору весовых коэффициентов;
- возможность учета в вычислениях результатов измерений диагностических параметров в режиме как онлайн, так и офлайн;
- возможность выбора нормированных значений параметров, в том числе и рекомендованных по результатам исследований СИГРЭ, МЭК и IEEE.

### Список литературы

1. CIGRE Study Committee SC11, EG11.02, "Hydrogenerator Failures – Results of the Survey", (2003)
2. IEEE 1434, "Guide for the Measurement of Partial Discharges in AC Electric Machinery", (2014)
3. IEC 60034-27-2, "On-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines", (2012)
4. С. Hudon, at all "Effect of Temperature and Thermal Expansion on Slot Partial Discharge Activity", IEEE Trans. On Dielect. and Electr. Insul., (2007), pp. 122-126

5. С. Hudon, M.Bélec, "Partial Discharge Signa Interpretation for Generator Diagnostics", IEEE Trans. On Dielect. and Electr. Insul., (2005), pp. 297-319

6. Дарьян Л.А. Аракелян В.Г. Особенности разрушения изоляционных жидкостей под действием частичных разрядов. Электротехника.1997. № 5. С. 58-61.

7. IEC 60076-7 2005, Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers

8. C57.91 2011, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators

9. M. Rebolini, C. Serafino, M. Tozzi, A. Salsi and E. Savorelli, "TERNA management of power transformers: on-line monitors to investigate the cumulative effect of through-fault currents", My Transfo 2016, 15th and 16th November, Turin.

10. M. Tozzi, at all "Condition Based Maintenance on 400 MVA Autotransformers: a case study", CIGRE VII Workspot, A2 PS1,2014, Rio de Janeiro

11. CIGRE TB 227, Life management of transformers, 2003

12. M. Skelton, P. Marshall, M. Tozzi, A. Mudryk, "Maximising Asset Life through Online Monitoring"

## РАЗРАБОТКА ДОПОЛНЕНИЙ К МР 1.2.1.13.1037-2015 ПО ДИАГНОСТИКЕ НОВЫХ ТИПОВ НИЗКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ АЭС

*Циканин А.Г., Кононенко А.И., Степанов А.А.,  
Бубнов И.В., Безбородова Д.И.  
АО «НИИП», г. Лыткарино*

С начала 2000-х годов начато производство и применение на АЭС новых типов кабелей, оболочка и изоляция которых изготовлены из ПВХ пластикатов новых рецептур и из новых полиолефиновых композиций с большим содержанием минеральных наполнителей для обеспечения современных требований пожарной безопасности по:

- нераспространению горения при групповой прокладке, установленными нормами ГОСТ Р МЭК 60332-3 [1]; в маркировке этих кабелей используется буквенный индекс «нг»;
- малому дымообразованию при горении, установленными нормами ГОСТ Р МЭК 61034-1, 2; в маркировке этих кабелей используется буквенный индекс «LS» (low smoke) [2];
- низкой коррозионной активности продуктов дымогазовыделения при горении, установленными нормами ГОСТ Р МЭК 60754-2; в маркировке этих кабелей используется буквенный индекс «HF» (halogen free) [3];
- огнестойкости, установленными нормами ГОСТ Р МЭК 60331-11, 21, 23, 25; в маркировке этих кабелей используется буквенный индекс «FR» (fire resistance) [4, 5].

Необходимым условием получения достоверного результата при определении технического состояния и прогнозировании срока службы кабелей или проводов с полимерной оболочкой (изоляцией) является выполнение следующих условий:

- должен быть известен механизм и кинетика старения используемого полимерного материала;
- должна быть известна связь между главными эксплуатационными свойствами полимерного материала и характеристикой, выбранной в качестве контролируемого параметра его физического состояния;

- должны использоваться апробированные и оформленные в установленном порядке методики определения контролируемой характеристики;
- должны быть определены предельно допустимые значения контролируемой характеристики, при которых кабель достигает предельного состояния и признается непригодным для дальнейшей эксплуатации.

При выполнении данной работы в качестве основы использовались методики, приведенные в РД ЭО 0146-99, а после пересмотра РД – в МР 1.2.1.13.1037-2015 «Определение технического состояния и остаточного срока службы кабелей систем безопасности, контроля и измерений на атомных станциях». Эти методики разработаны с учетом всех перечисленных выше условий и с большой долей консерватизма применялись для неразрушающей диагностики новых типов кабелей.

При оценке срока службы кабельного изделия исходят из того, что наиболее уязвимым его элементом по отношению к внешним воздействующим факторам (температура, влажность, особенности окружающей среды и т. д.) является оболочка. Сохранение ее целостности и изменение свойств материала оболочки в допустимых пределах в процессе эксплуатации предотвращает воздействие вредных факторов на изоляцию кабеля, негативно влияющих на ее свойства, и обеспечивает сохранение работоспособности кабеля. Поэтому срок службы кабеля приравнивается к сроку службы оболочки. Вместе с тем для получения дополнительной информации в ряде случаев целесообразно оценить и состояние изоляции.

В рамках договора с АО «Концерн Росэнергоатом» были проведены ускоренные тепловое и радиационное старение образцов кабелей современных типов с целью подтверждения (установления) закономерностей изменения их ресурсных характеристик, определения начальных и предельных значений характерных показателей состояния (ПС) изоляционных материалов, используемых в методах неразрушающей диагностики кабелей в эксплуатации.

Условия для ускоренного старения определялись исходя из следующих положений:

- для пластифицированного поливинилхлорида (ПВХ) доминирующим механизмом старения под воздействием тепла при температурах не выше 100 °С является десорбция пластификаторов в окружающую среду, причем скорость этого процесса лимитируется стадией испарения пластификаторов с поверхности материала; при температурах выше 100 °С в ПВХ меняется механизм старения: эффективно начинает протекать процесс дегидрохлорирования, при котором образуются молекулы HCl и происходит формирование в составе макромолекул единичных и сопряженных C=C связей;
- основным механизмом старения полиолефиновых композиций (полиэтилен, этилен-винил-ацетат и т.д.) при тепловом воздействии на воздухе является их окисление; полиолефиновые композиции представляют собой полукристаллические вещества с температурами плавления в области 90 – 130 °С;
- таким образом, чтобы реализовать в процессе ускоренного старения механизмы, присущие для эксплуатационных условий, температура старения испытуемых образцов кабелей с ПВХ материалами оболочки/изоляции составляла 85 °С, а с полиолефиновыми – 110 °С.

В процессе теплового старения кабелей с материалами оболочки/изоляции из безгалогеновых композиций на основе этилен-винилацетата (используются в гермообъеме АЭС) использовались по 2 образца каждого типа кабелей, при этом один из них подвергался ускоренному радиационному старению, чтобы выяснить влияние радиации на терморadiационное старение. Облучение гамма-квантами от источника <sup>60</sup>Co образцов кабелей проводили на территории АО «НИИП» на гамма-установке ГУ-200 при мощности дозы не более 0,15 Гр/с. Дозиметрия ионизирующего излучения осуществлялась детекторами СГД-8 на основе силикатного стекла.

В процессе ускоренного старения периодически контролировались электрические, механические и физико-химические параметры образцов испытуемых кабелей.

Электрическое сопротивление кабелей измеряли в качестве дополнительного параметра, учитывая, что электрические свойства изоляционных материалов могут достичь своих предельных значений только после потери ими механических свойств; измерялось электрическое сопротивление изоляции образцов кабелей цифровым мегомметром в течении 10 минут при напряжении 500 В.

Общепринято, что основным нормируемым и определяющим ПС кабеля является относительное удлинение при разрыве (ОУР) материала оболочки/изоляции, предельное значение которого составляет 50 % по абсолютной величине, но это разрушающий метод определения технического состояния кабелей. Поэтому предельные значения других ПС, определяемых неразрушающими или практически неразрушающими методами (например, метод взятия микрообразцов с оболочки/изоляции), определялись из корреляционной зависимости ПС от ОУР. В процессе ускоренного старения периодически измерялись как ОУР, так и другие ПС, характерные для конкретного материала оболочки кабеля, до достижения ОУР предельного состояния или до появления явного тренда его изменения.

На каждом этапе контроля параметров от исходных образцов отрезались образцы длиной около 20 см для контроля механических параметров. Измерялись ОУР и прочность при разрыве материала оболочки (по возможности и изоляции) кабелей на разрывной машине. Для этого штанцевым ножом из оболочки вырубались двухсторонние лопатки в количестве не менее 5 штук.

С помощью кабельного индентора измерялся коэффициент жесткости материала оболочки/изоляции кабелей.

С оболочки/изоляции из ПВХ брались микросрезы и с помощью ИК Фурье спектрометра с приставкой НПВО (нарушенного полного внутреннего отражения) производилось снятие спектров поглощения в области частот 4000 – 600 см<sup>-1</sup>. По интенсивности характерных полос в спектрах поглощения, как указано в МР 1.2.1.13.10372015, определялась концентрация пластификаторов и степень деструкции молекулярных цепей полимера.

Для идентификации полиолефиновых полимерных композиций и контроля изменений свойств материала оболочки/изоляции кабелей также снимались ИК спектры поглощения. С помощью прибора термического анализа определялась температура начала цепного окисления (ТНО) полимера, как указано в МР 1.2.1.13.1037-2015.

По результатам проведенных испытаний можно сделать следующие выводы:

- электрическое сопротивление изоляции кабелей, пересчитанное на 1 м длины, изменяется в небольших пределах;
- предельная концентрация пластификаторов в ПВХ оболочках кабелей с большим содержанием неорганических наполнителей (около 50 % и более) составляет от 4 до 9 %; в качестве неорганических наполнителей используются карбонаты металлов как антипирены (в основном используется карбонат кальция, т.е. мел) плюс силикаты металлов, как подавители горения (чаще всего используется каолин – силикат алюминия, реже тальк – силикат магния) или гидроокиси металлов (гидроокиси алюминия, магния как по отдельности, так и вместе); при этом коэффициент жесткости оболочек по индентору находится в диапазоне 140 – 490 Н/мм;
- предельная концентрация пластификаторов в ПВХ оболочках кабелей с содержанием неорганических наполнителей около 25 % (в основном мел используется) составляет (11 – 12) %, при этом коэффициент жесткости оболочек по индентору находится в диапазоне 104 – 214 Н/мм;
- после теплового старения при 85 °С в течении 124 суток в ЭВА оболочке кабеля марки КПОПЭнг-FRHF 4x1.5, свернутого в кольцо, образовалась трещина (см. протокол 7); при этом значение ТНО составляло 233 °С при исходном значении (до старения) 268 °С; после теплового старения при 110 °С в течении 85 суток в ЭВА оболочке другого образца кабеля КПОПЭнг-FRHF 4x1.5, вырезанного из той же бухты и свернутого в кольцо, также образовалась трещина, а после 169 суток старения оболочка вся потрескалась; таким образом ТНО = 233 °С можно взять за предельное значение для оболочки этого кабеля; согласно ТУ 16.К71-320-2002 на этот кабель для изготовления внешней и внутренней оболочки используется безгалогеновая полимерная композиция марки D-A898R фирмы «Condor Compounds» (Германия), а для изоляции – марки СС-7058EBS этой же фирмы (согласно протоколам приемочных испытаний у изоляции исходная ТНО составляет 290 °С, а предельная – 245 °С).

На основе результатов проведенных испытаний разработаны дополнения к МР 1.2.1.13.1037-2015, которые представлены в виде изменений (изменения выделены подчеркиванием), изложенных ниже:

«Таблица 8.1 – Исходные и предельные значения коэффициента жесткости М для различных кабельных оболочечных материалов

Тип материала	Предельно-допустимое значение $M_{пр}$ , Н/мм	Исходное (несостаренное) значение $M_0$ , Н/мм	Примечание
ПВХ – пластикат, используемый в качестве оболочки и (или) изоляции с содержанием неорганической части (карбонаты, силикаты гидроокиси металлов и другие) до 20 % массовых	86,0	10,0 – 15,0	Для оболочек старых кабелей (без индексов «нг», «нг-LS», «нг-FRLS»)
ПВХ – пластикат, используемый в качестве оболочки и (или) изоляции с содержанием неорганической части до (25 – 30) % массовых	104,0	15,0 – 20,0	Для оболочек кабелей с рецептурой ПВХ пластиката ОМ-40 и с индексом «нг»

1. Первый абзац пункта 6.2.5 изложить в следующей редакции:

«6.2.5 Порядок расчета остаточного срока службы. Значение параметра ТНО(д) при диагностировании сравнивают с предельно допустимым значением параметра ТНО(кр) для данной марки ПКНОП, которое определяется опытным путем заранее. В таблице 6.1 приведены исходные ТНО(ис) и предельно допустимые значения ТНО(кр) для некоторых марок ПК на основе полиэтилена [4] и этилен-винилацетата в соответствии с ТУ 16.К71-320-2002.

Кол-во измерений N	ТНО(д), °С	ТНО(д), °С	S, °С	ТНО(д) <sup>0,95</sup> , °С
1				
2				
3				
4				
5				

Рисунок 6.1 – Форма таблицы для занесения результатов измерений ТНО(д)

Таблица 6.1 – Исходные и предельные значения ТНО для различных марок изоляционного полиэтилена и этилен-винилацетата\*

Марка полиэтилена	ТНО(ис), °С	ТНО(кр), °С
153-10К		204
271-70		206
107-01К, 102-01К	220	180
102-02К, 107-02К	240	190
153-02К, 178-02К	240	190
102-57	300	265
<u>Марка этилен-винилацетата</u>		
СС-7058EBS	<u>290</u>	<u>245</u>
D-A898R (“EL-VALOY”)	<u>268</u>	<u>233</u>

\* При отсутствии данных о начальных и предельных значениях ТНО для ПКНОП их следует определить заранее в лабораторных условиях»

2. Таблицу 8.1 изложить в следующей редакции:

Тип материала	Предельно-допустимое значение $M_{пр}$ , Н/мм	Исходное (несостаренное) значение $M_0$ , Н/мм	Примечание
ПВХ – пластикат, используемый в качестве оболочки и (или) изоляции с содержанием неорганической части до (50 – 60) % массовых	140,0	20,0 – 30,0	Для оболочек кабелей с рецептурой ПВХ пластиката с индексами «нг-LS», «нг-FRLS»
Кабельная резина для оболочек кабелей типа НГРШМ.	22,0	4,0 – 7,0	
Кабельные резины для изоляции и оболочек кабелей типа КГН, КНР, МРШН и другие	15,0 – 40,0	4,0 – 18,0	Параметр М не является универсальным для всех типов кабельных резин. Для каждого типа кабелей следует предварительно определять исходные и предельные значения

3. Пункт 9.8 изложить в следующей редакции:

«9.8 За предельные значения остаточной концентрации пластификаторов в данной методике приняты следующие величины:

1) для участков кабельных линий с фиксированной прокладкой:

- 13 % для ПВХ с содержанием неорганической части (карбонаты, силикаты, гидроокиси металлов и др.) до 25 %;
- 11 % для ПВХ с большим содержанием неорганической части.

2) для участков кабельных линий с нефиксированной прокладкой:

- 15 % для ПВХ с содержанием неорганической части до 25 %;
- 13 % для ПВХ с большим содержанием неорганической части.

3) 25% для кабелей, трасса которых проходит в гермообъеме энергоблока АЭС и попадает по проекту в зону проектных аварий»

Дополнения позволяют:

- уменьшить консерватизм в оценках остаточного срока службы новых типов кабелей с ПВХ оболочкой/изоляцией при эксплуатации за счет увеличения предельного значения коэффициента жесткости (растущий ПС при старении) и уменьшения предельного значения остаточной концентрации пластификаторов (убывающий ПС при старении);

- оценивать техническое состояние и остаточный срок службы большинства кабелей с оболочкой/изоляцией из новых полиолефиновых композиций, перечень которых приведен в СТО 1.1.1.01.001.0902-2-12. «Кабельные изделия для атомных электростанций» исходя из определенных начальных и предельных значений ПС.

#### Список литературы

1. ГОСТ Р МЭК 60332-3-22-2005 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-22. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов и кабелей. Категория А.
2. ГОСТ Р МЭК 61034-2-2005 Измерение плотности дыма при горении кабелей в заданных условиях. Часть 2. Метод испытания и требования к нему.
3. МЭК 60754-2-99 Испытания материалов конструкции кабелей при горении. Часть 2. Определение степени кислотности выделяемых газов измерением рН и удельной проводимости.
4. ГОСТ Р МЭК 60331-21-2003 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Сохранение работоспособности. Часть 21. Проведение испытаний и требованиям к ним. Кабели на номинальное напряжение до 0,6/1,0 кВ включительно.
5. ГОСТ Р МЭК 60331-23-2003 Испытание электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Сохранение работоспособности. Часть 23. Проведение испытаний и требования к ним. Кабели электрические для передачи данных.

# РАЗРАБОТКА НОРМ ДОПУСКАЕМЫХ ТОЛЩИН СТЕНОК ДЛЯ ТИПОВЫХ ПРОГРАММ ЭКСПЛУАТАЦИОН- НОГО КОНТРОЛЯ АЭС С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ РУ. ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ СКОРОСТИ ЭКИ И ПРИ ОЦЕНКЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Потапов В.В., Кузьмин Д.А., Андреевкова А.В.  
АО «ВНИИАЭС»

**Введение.** В соответствии с правилами проведения контроля по ультразвуковой толщинометрии, необходимо определять фактическую толщину металла объекта контроля на стадии эксплуатации и оценивать ее утонение [1]. Наиболее типичные процессы деградации, которые приводят к утонению толщины металла — это эрозионно-коррозионный износ, кавитация, механическое истирание и другие, более редкие процессы. Кавитация и механическое истирание возникают, как правило, в оборудовании, где происходит резкое изменение давления, например насосы и эти места достаточно хорошо прогнозируются. Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) — распространенный механизм повреждения оборудования и элементов трубопроводов АЭС, изготовленных из сталей перлитного класса, существенно снижающий их ресурс. В результате такого износа происходит существенное уменьшение толщин стенок, которое может достигнуть критических значений и привести к течи или разрывам. Повреждения вследствие ЭКИ могут вызвать неплановый останов блока, что в свой черед негативно сказывается на выработке электроэнергии.

Для оценки допускаемости утонения металла за рубежом были разработаны нормативные документы [2]:

- методика N-480 [3], представляющая собой правила, которые могут быть использованы для аналитической оценки, неразрушающего контроля, ремонта и замены элементов трубопроводов. Методика применяется для обоснования работоспособности трубопроводов до даты следующего контроля, предсказанная толщина стенки которых оказалось меньше, чем  $0,875 \cdot s_{\text{ном}}$ , но больше, чем  $0,3 \cdot s_{\text{ном}}$ . Если остаточная толщина не превышает  $0,3 \cdot s_{\text{ном}}$ , то элемент трубопровода подлежит ремонту или замене.
- методика N-597-2 [4], определяющая требования и правила для аналитической оценки дальнейшей работоспособности элементов трубопроводов 1, 2 и 3 классов (по американской классификации), подверженных внутреннему или внешнему утонению.
- методика В31G [5], предназначенная для оценки допустимых толщин трубопровода в зависимости от размеров зоны и глубины утонения при коррозии, возникающих в нефтегазовой отрасли.

Так же за рубежом были разработаны компьютерные коды для прогнозирования процесса ЭКИ в зависимости от гидродинамических, теплофизических, химических особенностей объекта контроля, например CHECWORKS.

На основании выше приведенных методик во многих странах разрабатываются нормы по допустимым значениям толщин стенок, как в атомной, так и в нефтегазовой отрасли.

**Нормы допускаемых толщин стенок.** После трагических событий на АЭС Михаме (обрыв колена трубопровода из-за утонения в следствии ЭКИ), во всем мире началось бурное развитие науки для решения проблемы ЭКИ. Для этого в атомной отрасли РФ был разработан Руководящий документ РД ЭО 1.1.2.11.0571 от 2006 года. Первая версия РД была разработана на основе американского стандарта ASME [2] и распространялась на очень ограниченный перечень объектов контроля, к тому же документ обладал еще целым рядом замечаний.

Вторая версия РД ЭО 1.1.2.11.0571 от 2012 года, по сути, копировала первую версию документа, но в которой, уже были учтены изгибные напряжения.

Третья версия РД ЭО 1.1.2.11.0571 от 2015 года [6], на сегодня действующая, включает в себя значительное число изменений по сравнению с предыдущими версиями, а именно:

- 1) расширена область действия РД на объекты, содержащие утонения, протяженность которых меньше толщины стенки металла, например вымывание корня сварного соединения по всему сварному соединению;
- 2) существенно расширена область применения за счет увеличения номенклатуры более чем в 100 раз;
- 3) расширена область применения на элементы трубопроводов как тройники, штуцеры и секторные отводы;
- 4) разработаны формулы по прогнозированию утонения на любой период эксплуатации. Формулы позволяют оценивать консервативную скорость для объектов, на которых впервые проводится контроль

$$W_s = (1,25s_{\text{ном}} - 1,05s_{\text{факт}}) / \tau_{01} \quad (1)$$

где  $\tau_{01}$  — время эксплуатации рассматриваемого участка между началом эксплуатации элемента трубопровода и последним контролем. Формула (1) применима для объектов контроля со сроком эксплуатации более 10 лет, для исключения слишком консервативной оценки.

И для тех объектов, на которых уже проводился контроль ранее

$$W_s = (s_{\text{факт1}} - s_{\text{факт2}}) / \tau_0 \quad (2)$$

где  $s_{\text{факт1}}$  — значение минимальной фактической толщины участка контроля (контроль №1);  $s_{\text{факт2}}$  — значение минимальной фактической толщины того же участка контроля (контроль №2), проведенного позднее на  $\tau_0$ ;  $\tau_0$  — время эксплуатации рассматриваемого участка между контролями №1 и №2;

5) руководящий документ основан на ряде нормативных документов: «Нормы расчета на прочность...» ПНАЭ Г-7-002 [7]; Методика М-02-91 [8] и РД ЭО 1.1.2.05.0330 [9], ПНАЭ Г-7-031 [10]. Расчетное обоснование согласовано с АО «Атомэнергопроект».

К третьей версии РД ЭО 1.1.2.11.0571 от 2015 года было разработано Изменение №1 от 2016 года, которое включало в себя расширение области РД на элементы трубопроводов с проточкой, официально Изменение №1 не вышло.

**Программы эксплуатационного контроля.** В связи с вновь введенными федеральными нормами и правилами НП-084 [1] были разработаны приложения к Типовым программам «Нормы допускаемых толщин стенок...».

Программы эксплуатационного контроля были разработаны для каждого блока всех АЭС в РФ, в том числе и для новых блоков типа ВВЭР-1200 и БН-800. В связи с опытом разработок по РД ЭО 1.1.2.11.0571 [3] и новых требований НП-084 [1], произошел ряд изменений, который был включен в приложения к типовым программам:

1) расширена область применения. Приложения распространяются на различные элементы трубопроводов как: прямые участки, конические переходы, гибы, тройники, секторные отводы и штуцеры, изготовленных из сталей, используемых на АЭС с РУ типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000, ВВЭР-1200, РБМК-1000, БН-600, БН-800, ЭГП-6;

2) разработан и введен критерий начала утонения элементов контроля при эрозионно-коррозионном износе - достижение толщины стенки 95% или меньше от номинального значения, согласно формуле

$$s_{факт} < s_{ном} - s_{\%} - \frac{\tau_{01}}{30} c_2, \quad (3)$$

где  $c_2$  — прибавка, учитывающая коррозионное влияние рабочей среды за время эксплуатации 30 лет, в соответствии с ПНАЭ Г-7-002-86 [7], (мм);

3) введен критерий начала утонения зоны с расточкой при эрозионно-коррозионном износе и разработаны рекомендации по учету скорости (на основе Изменения №1 к третьей версии РД ЭО 1.1.2.11.0571 от 2015)

$$s_{факт} < s_p - s_{\%} - \frac{\tau_{01}}{30} c_2, \quad (4)$$

толщина  $s_p$  регулируется ОСТ на изготовление изделия для подготовки к выполнению сварного соединения.

В случае если толщина по ОСТ на изготовление меньше допускаемых значений толщин по Нормам, допускается использовать значения по ОСТ.

При оценке скорости утонения в зонах проточек необходимо использовать формулу 2, если проведено два или более контролей.

Если неизвестен предыдущий результат контроля необходимо использовать следующую формулу

$$W_s = (1,25s_p - 1,05s_{факт}) / \tau_{01}. \quad (5)$$

4) учтена консервативная погрешность - 0,6 мм, как максимально допускаемая погрешность измерения приборов, применимость которых одобрена Ростехнадзором для определения толщины методом ультразвуковой толщинометрии (УЗТ).

5) выведена формула (6) для определения минимально допускаемой толщины стенки в любом сечении конического перехода

$$s_* = s_{мин2} + \frac{l_*}{l_{КП}} (s_{мин1} - s_{мин2}), \quad (6)$$

где  $s_{мин1}$  и  $s_{мин2}$  и выбирается из таблиц;  $l_{КП}$  — фактическая длина конической части конического перехода;  $l_*$  — длина конической части от границы меньшего диаметра для определения минимально допускаемой толщины стенки в рассматриваемом сечении (см. рис. 1).

**Прогнозирование утонения металла при ЭКИ.** Скорость ЭКИ зависит от ряда факторов: температуры, скорости течения и показателя рН среды; содержания кислорода в среде; содержания хрома, молибдена и меди в материале трубопровода; размеров диаметра трубопровода, геометрии трубопроводного элемента (гиб, прямой участок, участок трубопровода с дроссе-

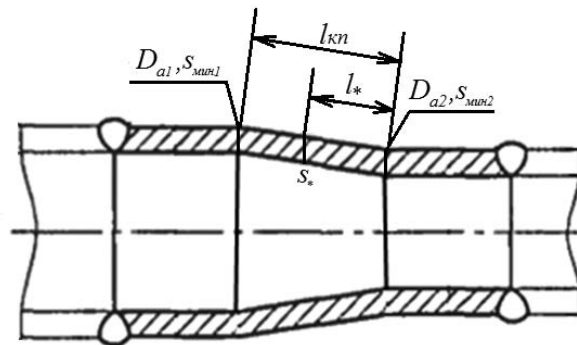


Рис. 1. Схема конического перехода, иллюстрирующая выбор сечения для определения минимально допускаемой толщины конической части

лирующей шайбой и т.п.), содержания применяемого амина (аммиак, этаноламин, морфолин).

Зависимость скорости в общем случае нелинейная. В первый год эксплуатации скорость утонения максимальная, а затем сильно снижается при постоянных прочих условиях. В Приложениях к Типовым программам и в РД используется формула (2), которая является более консервативной, чем формула, используемая в программном средстве ЭКИ (разработанном в АО «ВНИИАЭС»), которое в настоящее время проходит процедуру продления аттестации в ФБУ «НТЦ ЯРБ».

На рисунке 2 приведен график сопоставления фактических данных по неразрушающему контролю (УЗТ) и данных по программному средству ЭКИ, разработанному в АО «ВНИИАЭС». Объем расчетных случаев составляет 500 результатов, а погрешность программного обеспечения - не более 35%.

**Вывод.** В результате работ по разработке приложения к типовым программам были выполнены требования федеральных норм и правил НП-084, учтены рекомендации и пожелания АЭС. Вопрос, связанный с определением консервативных значений скоростей утонения и обобщения полученных значений на все трубопроводные системы, приведет к большому числу перебраковки и к значительному снижению ресурса объектов контроля. Для решения этой проблемы должен быть применен индивидуальный подход по оценке скорости утонения с учетом специфики блоков АЭС, параметров эксплуатации и других особенностей, связанных с различными трубопроводными системами.

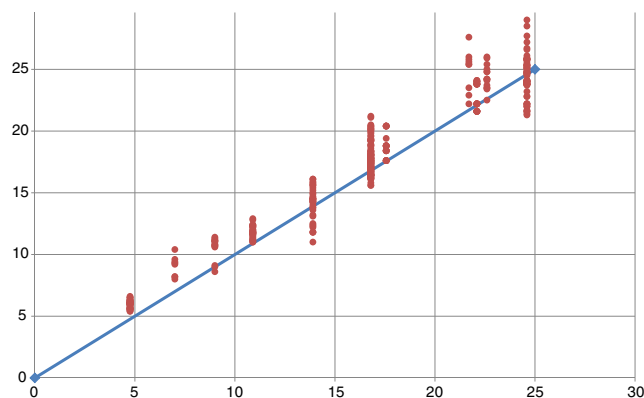


Рис. 2. График сопоставления результатов расчетов и эксплуатационного контроля

## Список литературы

1. НП-084-15 Правила контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций.
2. ASME BPVC Section XI Inspection of Nuclear Power Plant Components, 2017.
3. ASME Case N-480 Examination Requirements for Pipe Wall Thinning Due Single Phase Erosion and Corrosion.
4. ASME Case N-597-2 Requirements for Analytical Evaluation of Pipe Wall Thinning.
5. ASME B31G Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines; A supplement to ASME B31 code for pressure piping, 2009.
6. РД ЭО 1.1.2.11.0571-2015 Нормы допустимых толщин элементов трубопроводов из углеродистых сталей атомных станций.
7. ПН АЭ Г-7-002—86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
8. М-02-91 Методика определения допустимых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС (с изм.1, 1997).
9. РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012 (с изм.1 2014) Руководство по расчету на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК, ВВЭР, и ЭПГ на стадии эксплуатации, включая эксплуатацию за пределами проектного срока службы (взамен РД ЭО 0330-01).
10. ПНАЭ Г-7-031-91 Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.

## МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБРАБОТКЕ И АНАЛИЗУ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННО- АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОМУ НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ МЕТАЛЛА И ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Александров А.Е.  
ООО «НПП «Сигма ИТ»

Потапов В.В., Кузьмин Д.А.  
АО «ВНИИАЭС»

Информационно-аналитическая система по эксплуатационному неразрушающему контролю металла оборудования и трубопроводов (ИАС ЭНК МОИТ) была введена в промышленную эксплуатацию в результате сотрудничества с АО «Концерн Росэнергоатом».

В настоящее время ведутся работы по внедрению информационной системы и вводу данных эксплуатационного контроля металла базового уровня на Балаковской АЭС и Калининской АЭС.

В ближайшие годы планируется тиражирование на всех АЭС типа ВВЭР.

Все данные со всех станций, сформированные на базовом уровне поступают на аналитический уровень (рис. 1).

Полученные на аналитическом уровне данные могут быть использованы для обработки результатов контроля и выдачи рекомендаций на основе разработанных

инструментальных средств анализа аналитического и управленческого уровней внедренной информационно-аналитической системы.

В качестве интегральных характеристик для анализа проводимых работ по контролю металла могут быть использованы следующие:

- 1) Количество контролей, отнесенных к различным объектам и представленных в разных срезах,
- 2) Количество дефектов, обнаруженных в результате проводимых работ по контролю металла.

Анализ полученных данных по количеству контролей на основе разработанных инструментов приведен на рис. 2—4.

При анализе дефектов возникают проблемы следующие проблемы.

Полученное число обнаруженных дефектов для проведения комплексного анализа в отличие от числа контролей — недостаточно. Помимо этой характеристики (числа дефектов) используются вероятностные характеристики распределения дефектов от их размеров.

Следует обратить внимание и на тот факт, что не все дефекты могут быть выявлены, часть дефектов может быть пропущена из-за несовершенных средств измерения. В этом случае для используемого метода контроля должна быть известна вероятностная характеристика — вероятность обнаружения дефекта заданного размера.

Чаще всего данная вероятностная зависимость для используемого метода является неизвестной.

В этой связи возникает задача по разработке методических подходов при обработке данных по контролю металла, полученных различными методами и оценки полученных результатов контроля.

В докладе предлагается метод обработки обнаруженных дефектов, позволяющий восстановить распределение действительных размеров дефектов, а также вероятностную функцию обнаружения для используемого метода контроля на основе решения обратной задачи и статистической обработки исходного распределения.

Приборы, используемые при проведении контроля металла, характеризуются следующими параметрами:

- чувствительностью данного метода — минимальным размером дефекта  $a_0$ , обнаруживаемым данным методом с заданной погрешностью;
- погрешностью определения размера дефекта —  $\Delta a$ .
- функцией вероятности обнаружения дефекта заданного размера  $P_r(a)$ .

Для нахождения функции  $P_r(a)$  используют тест - образцы дефектов максимально приближенных к реальным. Дефекты закладываются в изделие, аналогичное эксплуатируемому, и далее производится контроль с использованием различных средств и методов контроля. По результатам проведенных экспериментов строится аппроксимирующая зависимость — кривая вероятности выявления дефектов от их размера. В качестве аппроксимирующей во многих случаях применяется следующая зависимость

$$P_r(a) = 1 - \exp(-r(a - a_0)) \quad (1)$$

где  $r$  — коэффициент достоверности проводимого контроля,  $a$  — размер дефекта.

На рис. 5 представлена Зависимость вероятности обнаружения дефекта  $P_r(a)$  от глубины дефекта  $a$  для разных значений коэффициента достоверности  $r$ : 1)  $r=3,0$ ; 2)  $r=1,0$ ; 3)  $r=0,5$ ; 4)  $r=0,3$ ; 5)  $r=0,1$ .

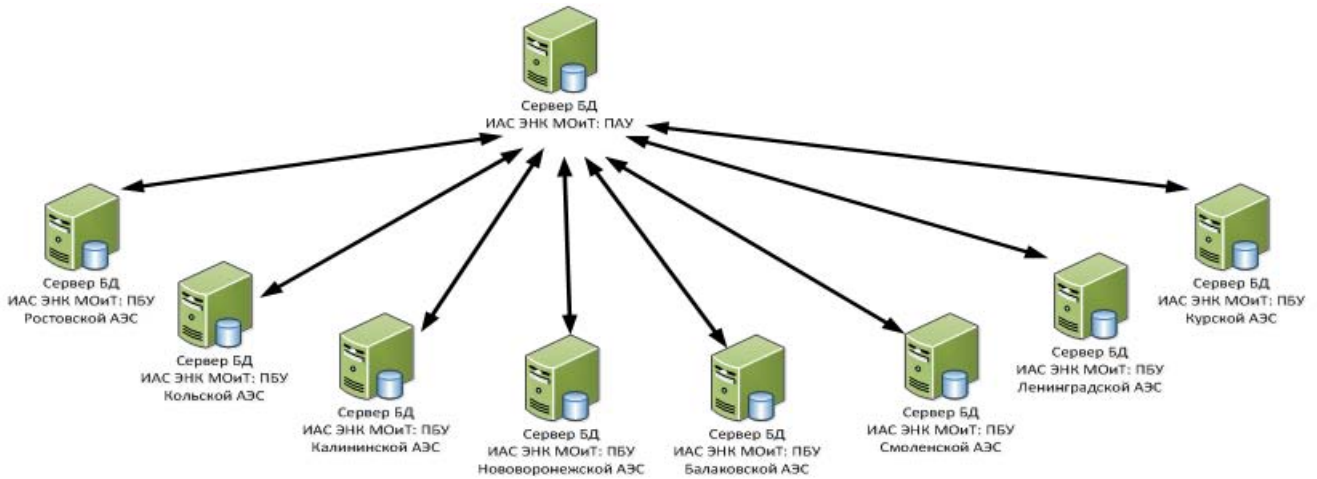


Рис. 1

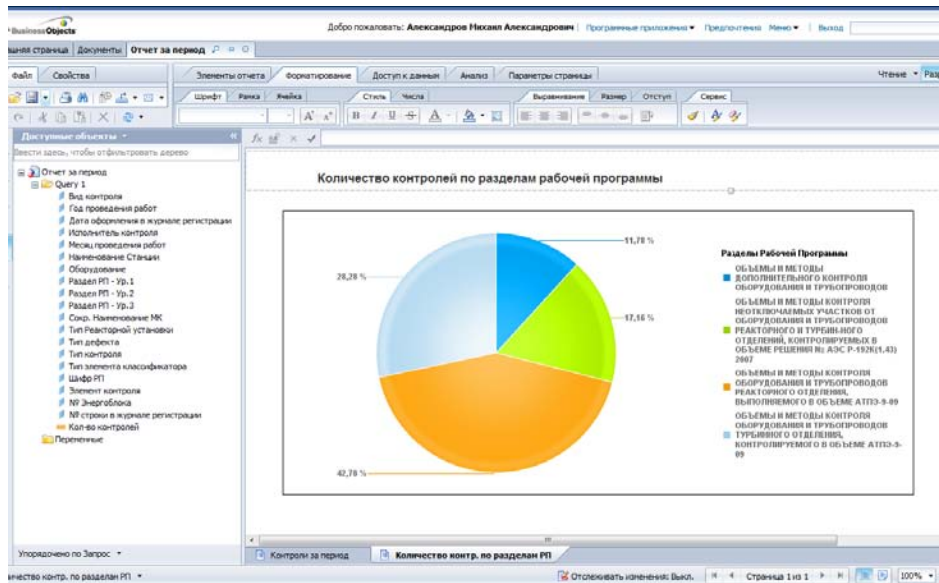


Рис. 2

САР Business Objects

Добро пожаловать: Александров Михаил Александрович | Программное приложение: Предприятия | Меню | Выход

Дополнительная информация: Пример отчетов по...

Web Intelligence

Элементы управления вкладкой

Карты: Сброс

Код Станции: РАС

Период проведения работ: 2011

Тип контроля	Метод контроля	Дефект	2011					Итого
			1	4	5	6	11	
Наплавка	ВК	ДНО		141	88	89	2	300
	КК	ДНО		88	88	40	2	188
	УЗК	ДНО		34	5	4		43
Основной металл	УЗТ	ДНО			1			1
	ВК	ДНО	23	8 345	2 711	2 205	156	13 440
	КК	ДНО		241	338	401	9	987
Сварное соединение	МПК	ДНО			3	2		5
	ТВК	ДНО		95	2	3		100
	УЗК	ДНО		95	310	160		566
Сварное соединение	УЗТ	ДНО		278	450	37		765
	ВК	ДНО	23	7 055	4 812	3 808	165	15 863
	КК	ДНО		289	2 648	1 405	205	5 135
Сварное соединение	КК	ДНО		900	320	284	18	1 528
	РК	ДНО		476	377	32		885
	ТВК	ДНО		4	2	2		8

Контроли за период

Рис. 3



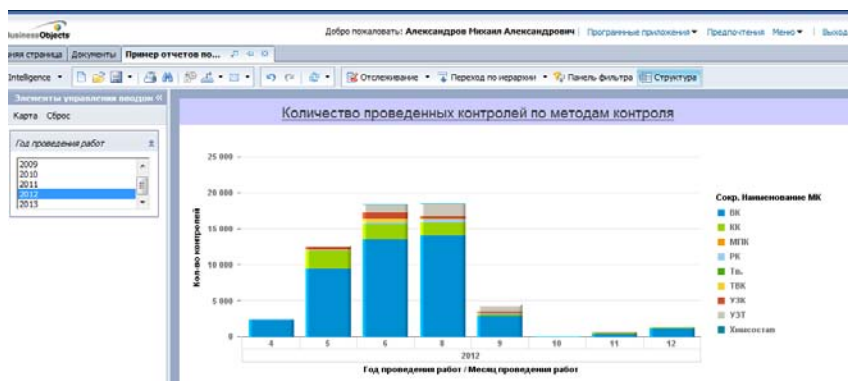


Рис. 4

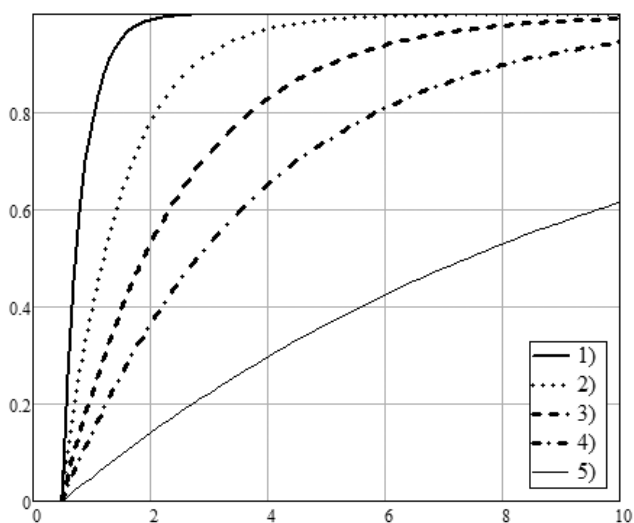
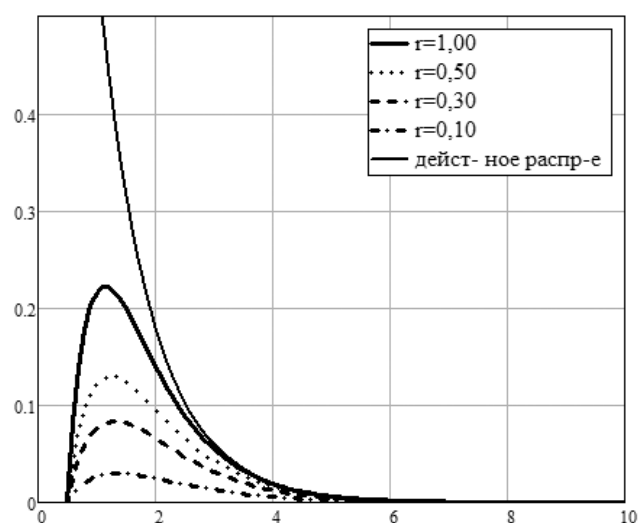
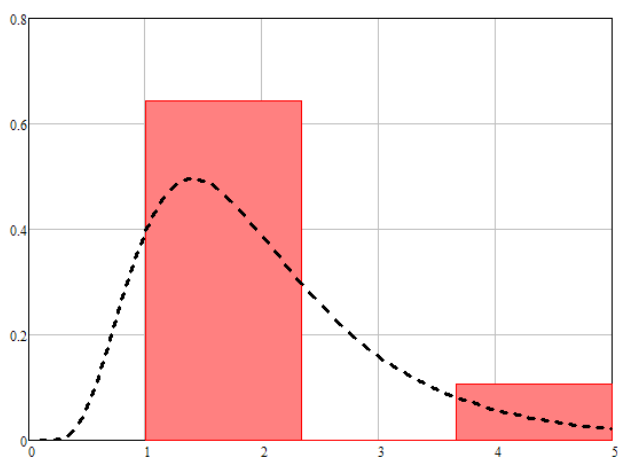


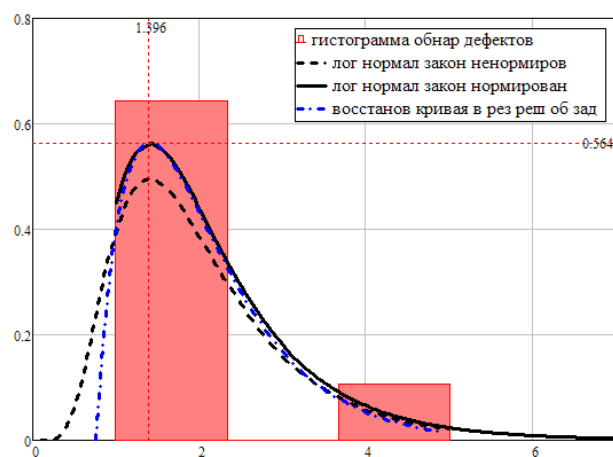
Рис. 5



Функции распределения обнаруженных дефектов от глубины дефекта  $a$  для разных значений коэффициента достоверности  $r$ :



Гистограмма обнаруженных дефектов, полученная по результатам проведенного контроля, и ее аппроксимация на основе логнормального закона распределения



Результат обработки исходного распределения обнаруженных дефектов на основе решения обратной задачи

**Выводы.** Информационно аналитическая система позволяет существенно упростить работу представителей АЭС, а также информация, которая собирается в системе позволяет проводить научные исследования по оптимизации объемов ЭНК в рамках рабочей программы контроля, формировать рекомендации по местам контроля толщин элементов трубопроводов, контролировать наиболее быстроизнашивающихся элементов и т.д.

## ИЗДАНИЕ «СПРАВОЧНИКА ПО СВОЙСТВАМ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕАКТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

*Блохин А.И.*

*Институт проблем безопасного развития атомной  
энергетики РАН*

*Соловьев В.А., Тарасиков В.П.*

*Акционерное общество «Государственный  
научный центр Российской Федерации – Физико-  
энергетический институт имени А.И. Лейпунского»*

**АННОТАЦИЯ.** Проблема передачи и сохранения знаний является весьма важной в последние два десятилетия и будет оставаться актуальной в ближайшей перспективе для атомной отрасли. Одним из направлений решения проблемы сохранения и развития знаний является подготовка и издание универсального документа — «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». В справочнике приводится широкий набор свойств: теплофизические свойства, механические свойства, коррозионные свойства, ядерно-физические свойства, и, для некоторых материалов, влияние радиационного облучения на их свойства.

В данной работе представлены общая структура и содержание опубликованных 6-ти томов «Справочника» [1–6].

### Введение

В России давно назрела потребность в справочнике по свойствам материалов, используемых в современном энергетическом реакторостроении. По разным причинам в России издания такого рода не выпускались с 1978 года [7–10], и специалистам приходилось обращаться к разрозненным, порой малодостоверным, публикациям.

Во всем мире увеличивается доля использования атомной энергетики. При этом существенно возрастают требования к безопасности, надежности и эффективности работы реакторов. Назрела необходимость увеличения срока эксплуатации реакторов до (40–50) лет. В связи с этим совершенствуются конструкции используемых проектов ядерных реакторов, разрабатываются новые, более совершенные, проекты. Перспективными направлениями в разработке новых типов являются быстрые реакторы с жидкометаллическими теплоносителями, с газовым теплоносителем, реакторы с кипящей водой, с водой со сверхкритическими параметрами и др. Особенно активно развиваются проекты реакторов с охлаждением жидкими металлами: натрием, свинцом и сплавом свинца с висмутом.

Свойствам материалов ядерных реакторов посвящено значительное количество отечественной и зарубежной литературы. Однако данные этих работ не систематизированы и не представлены в едином издании — «Справочнике». В современной литературе приведены необходимые теплофизические, ядерно-физические, механические и другие свойства в разных изданиях: книгах, докладах и статьях.

Анализ отечественной и зарубежной литературы, посвященной свойствам материалов, приводит к выводу о том, что большинство изданий справочного характера выпущены многие десятки лет назад. Приведенные в них свойства не систематизированы и не обобщены, не приведены рекомендованные зависимости по многим свойствам. В то же время широким фронтом ведутся вне реакторные и реакторные исследования свойств используемых в практике реакторостроения материалов. По мнению авторов, назрела настоятельная необходимость в подробном анализе и обобщении опубликованных в литературе данных по свойствам всего комплекса материалов и сосредоточения их в едином издании в виде «Справочника».

Известны два вида справочников: в одних приведены преимущественно первичные данные без их анализа, в других — лишь обобщающие зависимости и рекомендованные таблицы. Учитывая существенное влияние технологии изготовления на свойства материалов и недостаточный объем информации об этом влиянии, авторы настоящей работы старались приводить и первичные данные, и обобщающие зависимости, допуская в будущем условия, когда при увеличении исходной информации появится возможность уточнения рекомендованных зависимостей.

В последнее десятилетие наблюдается особенно повышенный интерес к свойствам материалов для атомного реакторостроения в связи с необходимостью решения задач обоснования и строительства предельно безопасных современных реакторов. Активно велись работы по измерению свойств, по поиску литературных данных и созданию баз данных, по анализу и обобщению данных. Базы данных создавались в США (Аргоннская Национальная Лаборатория), в России (ФЭИ, ИВТ РАН, ИБРАЭ РАН, НИИАР, МИФИ и др.), в Германии (Штутгартский Университет) и др. Известно, что разные первоисточники могут давать и, зачастую, дают существенно различающиеся результаты (данные). Использование в проектах новых материалов таких работ без комплексного анализа и обобщения чревато опасностями.

После выхода в свет справочника Чиркина В.С. появлялись и появляются новые материалы, активно используемые в реакторостроении и, естественно, данные по их теплофизическим свойствам. Особенно пополнился список топливных материалов, поглотителей и выгорающих добавок. Уточнялись и дополнялись новыми исследованиями данные по свойствам давно известных традиционных материалов активных зон.

К 1990 году в Центре теплофизических данных (ЦТД) ФЭИ уже был сформирован банк рекомендованных данных по свойствам теплоносителей: легкой воде, жидким металлам (натрий, калий, ртуть, свинец, свинец-висмут, литий, цезий и др.), газам (CO<sub>2</sub>, водород, воздух, гелий, азот, аргон, криптон, ксенон).

В последние годы проведена целенаправленная совместная работа на базе таких институтов как ANL (США), НИКИЭТ, ФЭИ и ИВТ РАН по обоснованию

рекомендаций для расчета теплофизических свойств ряда материалов активных зон водоохлаждаемых реакторов. Все это привело к реальной возможности создания справочника по широкому спектру свойств важнейших материалов, используемых при создании реакторов различного назначения. В данном справочнике использован накопленный опыт.

Во всех национальных библиотеках оцененных ядерных данных Центрами ядерных данных были подготовлены файлы оцененных ядерных нейтронных данных для изотопов от водорода ( $Z=1$ ) до фермия ( $Z=100$ ) [11–14]. В настоящее время наиболее современные ядерные данные содержатся в библиотеках РОСФОНД [11], ENDF/B–VII.1 [12], JEFF–3.2 [13], JENDL–4.0 [14] и БРОНД–3.1 [15].

Стало ясно, что в этих условиях появившиеся за последнее время редкие монографии, отражающие особенности отдельных ядерных технологий, оказались очень полезными, но явно недостаточными, и что одним из направлений решения проблемы сохранения и развития знаний может стать издание универсального документа — «Справочника», пригодного для использования специалистом любого уровня при разработке любой реакторной технологии, «Справочника», отражающего свойства материалов, составляющих структуру активной зоны любого ядерного реактора.

Так появилась идея подготовки и издания многотомного «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий».

Для расчета ядерных энергетических установок различного назначения при номинальных, переходных и аварийных режимах необходимо знать свойства до максимально высоких температур и с достаточно высокой точностью. Авторы стремились представить в справочнике свойства в максимально широком диапазоне параметров. Верхний предел параметров ограничен по одной причине: недоступности или отсутствия данных. По ряду материалов, особенно новых, сведения отрывочны и не всегда, поэтому, удовлетворяют имеющимся потребностям. Для всех материалов, если только это было возможно, в справочнике приведены внутренне согласованные (с учетом выявленных физических закономерностей и взаимосвязей) свойства.

Материал в справочнике представлен (по возможности) или в виде таблиц, или аналитических соотношений или, реже, алгоритмов программ. Приведены пределы применимости рекомендованных соотношений, ошибки описания, условия подготовки образцов, свойства образцов.

Справочник по многим причинам не может претендовать на полноту. Здесь не представлены многие материалы, традиционно используемые не только в реакторостроении, но и в других отраслях. Свойства по ним можно найти в других изданиях (это, в основном, металлы, стали, сплавы, чистые элементы). В то же время существенно расширен круг специфических для ядерных реакторов материалов, таких как топливные материалы, поглотители, замедлители, материалы оболочек твэлов.

Поиск информации проводился для материалов, наиболее важных с точки зрения расчетного анализа при обосновании перспективных направлений развития реакторных установок типа: БН (реакторы на быстрых нейтронах с охлаждением натрием), ВВЭР (водо-водяные энергетические реакторы).

Выбор наилучших расчетных рекомендаций производился с учетом их современности, надежности с точки зрения представленных критериев точности при описании данных, широты диапазона. При этом, если имеются более поздние данные, не учтенные авторами рекомендации, эти данные привлекались для анализа точности рекомендаций. При отсутствии таких рекомендаций все доступные экспериментальные данные и результаты частных оценок данных привлекались для получения новой расчетной рекомендации. Это делалось в рамках статистического анализа, с использованием метода наименьших квадратов и с привлечением робастных статистических методов для оценок согласий/расхождений в данных разных авторов.

Структурно «Справочник» состоит из шести томов [1–6], в каждом из которых представлены теплофизические, механические и ядерно-физические свойства материалов определённого функционального назначения:

- том 1 - Жидкометаллические теплоносители,
- том 2 - Газы и их смеси,
- том 3 - Материалы элементов регулирования ядерных реакторов (поглотители нейтронов),
- том 4 - Замедлители нейтронов,
- том 5 - Реакторные стали и сплавы,
- том 6 - Топливные композиции.

В «Справочнике» приводится достаточно широкий набор свойств: теплофизические свойства, механические — прочностные свойства, коррозионные свойства, ядерно-физические свойства, и, для некоторых материалов, влияние радиационного облучения на свойства. Все свойства даны в единицах международной системы единиц (SI).

Представленные в «Справочнике» данные ни в коей мере не претендуют на энциклопедическую полноту, поскольку в нем практически не приведены свойства материалов, характерных для традиционной энергетики.

В табл. 1–7 приведено содержание томов 1–6, которое даёт полную информацию о включенных элементах и материалах в «Справочник».

**Таблица 1**. Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 1. Свойства жидкометаллических теплоносителей

Введение. Общие сведения Глава 1. Теплофизические свойства жидких металлов 1.1 Жидкий натрий и его пар 1.1.1. Жидкий натрий 1.1.2. Жидкий натрий и его пар на линии насыщения 1.2. Жидкий калий и его пар 1.2.1. Жидкий калий 1.2.2. Жидкий калий и его пар на линии насыщения 1.3. Жидкий сплав натрия с калием 78 мас.% K+22 мас.% Na 1.4. Жидкий сплав натрия с калием 56% K+44% Na 1.5. Жидкий литий и его пар 1.5.1. Жидкий литий 1.5.2. Жидкий литий и его пар на линии насыщения 1.6. Жидкий цезий и его пар 1.6.1. Цезий жидкий 1.6.2. Жидкий цезий и его пар на линии насыщения	1.7. Свинец и эвтектический сплав свинца и висмута 1.8. Ртуть и ее пар 1.8.1. Жидкая ртуть 1.8.2. Ртуть и ее пар на линии насыщения 1.9. Жидкий галлий 1.10. Сплав натрия, калия и цезия 1.11. Сплав свинца с литием Литература к главе 1 Глава 2. Ядерно-физические свойства жидкометаллических теплоносителей Введение. Общие положения 2.1. Натрий 2.2. Калий 2.3. Литий 2.4. Цезий 2.5. Свинец 2.6. Висмут 2.7. Ртуть 2.8. Галлий Литература к главе 2
---	--

**Таблица 2.** Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 2. Свойства газовых сред

Введение Условные обозначения Перечень таблиц Глава 1. Теплофизические свойства газовых сред 1.1. Водород 1.2. Гелий 1.3. Криптон 1.4. Ксенон 1.5. Аргон 1.6. Воздух 1.7. Диоксид углерода 1.8. Смеси инертных газов Литература к главе 1	Глава 2. Ядерно-физические свойства газовых сред Введение 2.1. Водород 2.2. Гелий 2.3. Углерод (составная часть CO <sub>2</sub> ) 2.4. Азот (составная часть воздуха) 2.5. Кислород (составная часть воздуха и CO <sub>2</sub> ) 2.6. Аргон 2.7. Криптон 2.8. Ксенон Литература к главе 2
---	---

**Таблица 3.** Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 3. Свойства поглотителей нейтронов. Книга 1. Поглощающие материалы на основе бора и его соединений

Глава 1. БОР Глава 2. Карбид бора Глава 3. Нитрид бора <b>БОРИДЫ ПЕРЕХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ</b> Глава 4. Бориды титана Глава 5. Бориды циркония Глава 6. Бориды хрома Глава 7. Бориды никеля Глава 8. Бориды железа Глава 9. Сплавы бора 9.2. Сплавы титан-бор 9.3. Сплавы цирконий-бор 9.4. Сплавы никель-бор 9.5. Сплавы алюминий-бор Глава 10. Бористые сплавы дисперсионного типа 10.1. Сплавы дисперсионного типа на основе нержавеющей стали 10.1.1. Сплавы бор - нержавеющая сталь 10.1.2. Сплавы карбид бора - нержавеющая сталь 10.2. Дисперсионные сплавы на основе железа 10.3. Сплавы дисперсионного типа на основе титана 10.3.1. Дисперсионные сплавы на основе титана с бором 10.3.2. Дисперсионные сплавы на основе титана с карбидом бора 10.4. Сплавы дисперсионного типа на основе циркония	10.4.1. Дисперсные сплавы на основе циркония с бором 10.4.2. Дисперсионные сплавы на основе циркония с карбидом бора 10.4.3. Дисперсионные сплавы на основе циркония с диборидом циркония 10.5. Дисперсионные сплавы на основе алюминия 10.5.1. Дисперсионные сплавы на основе алюминия с карбидом бора (бор) 10.5.2. Дисперсионные сплавы на основе алюминия с диборидом титана 10.5.3. Дисперсионные сплавы на основе алюминия с диборидом хрома (CrB <sub>2</sub> ) Глава 11. Соединения бора, диспергированные в керамических системах 11.1. Системы на основе оксида алюминия 11.1.1. Система B <sub>4</sub> C+Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 11.1.2. Система ZrB <sub>2</sub> +Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 11.2. Системы на основе оксида кремния 11.2.1. Система карбид бора — оксид кремния 11.2.2. Система карбид бора — оксид кремния (боросиликатные стекла) 11.3. Системы карбид бора — карбид кремния Глава 12. Борная кислота
---	---

**Таблица 4.** Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 3. Свойства поглотителей нейтронов. Книга 2. Поглощающие материалы на основе редкоземельных металлов, гафния, серебра, кадмия, индия

Глава 1. Самарий Глава 2. Европий Глава 3. Гадолиний Глава 4. Диспрозий Глава 5. Эрбий Глава 6. Оксиды самария Глава 7. Оксиды европия Глава 8. Оксиды гадолиния Глава 9. Оксиды диспрозия Глава 10. Оксиды эрбия Глава 11. Сложнооксидные соединения 11.1. Соединения системы Eu <sub>2</sub> O <sub>3</sub> — Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 11.2. Соединения системы Eu <sub>2</sub> O <sub>3</sub> — MoO <sub>3</sub> 11.3. Соединения системы Eu <sub>2</sub> O <sub>3</sub> — TiO <sub>2</sub> 11.4. Соединения системы Dy <sub>2</sub> O <sub>3</sub> — TiO <sub>2</sub> 11.5. Соединения системы Dy <sub>2</sub> O <sub>3</sub> — HfO <sub>2</sub> Бориды редкоземельных металлов Глава 12. Бориды самария Глава 13. Бориды европия Глава 14. Бориды гадолиния Глава 15. Бориды диспрозия Глава 16. Бориды эрбия	Глава 17. Дисперсные поглощающие материалы с использованием оксидов редкоземельных элементов 17.1. Свойства дисперсионных поглощающих материалов на основе нержавеющей стали 17.2. Свойства дисперсионных материалов на основе никеля 17.3. Свойства дисперсионных материалов на основе нихрома 17.4. Свойства дисперсионных материалов на основе тугоплавких материалов Литература к главам 1—17 Гафний и его соединения Глава 18. Гафний Глава 19. Оксиды гафния Глава 20. Бориды гафния Литература к главам 18—20 Серебро, кадмий, индий и их сплавы Глава 21. Серебро Глава 22. Кадмий Глава 23. Индий Глава 24. Сплавы— серебро-индий-кадмий Литература к главам 21—24
---	---

**Таблица 5.** Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 4. Свойства замедлителей нейтронов

Глава 1. Графиты Глава 2. Бериллий Глава 3. Оксид бериллия Глава 4. Гидриды и дейтериды циркония Глава 5. Гидриды лития Глава 6. Гидриды ниобия	Глава 7. Гидриды и дейтериды иттрия Глава 8. Свойства «легкой» воды Глава 9. Тяжелая вода Глава 10. Ядерно-физические свойства замедлителей
--	--

**Таблица 6.** Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 5. Свойства реакторных сталей и сплавов

Глава 1. Цирконий-ниобиевый сплав Э-110 Глава 2. Цирконий-ниобиевый сплав Э-125 Глава 3. Циркониевый сплав Э-635 Глава 4. Диоксид циркония (ZrO <sub>2</sub> ) Глава 5. Аустенитные стали 08X18H10T Глава 6. Аустенитная сталь 12X18H9T Глава 7. Аустенитная сталь 12X18H10T Глава 8. Аустенитная сталь 12X18H12T Глава 9. Аустенитная сталь 08X18H9 Глава 10. Аустенитная нержавеющая сталь 12X18H9 (ЭЯ1) Глава 11. Аустенитная сталь 10X15H9C3B (ЭП 302) Глава 12. Конструкционная сталь 15X2MФА Глава 13. Конструкционная сталь 15X2HMФА	Глава 14. Конструкционная сталь 15X2HMФА-А Глава 15. Аустенитная сталь 06X16H15M3B (ЭИ-847) Глава 16. Хромоникелевая сталь 07X16H15M3B (ЭП-172) Глава 17. Аустенитная сталь 06X16H15M2Г2ТФР (ЧС-68) Глава 18. Аустенитная сталь 07X16H19M2Г2БТР (ЭК-164) Глава 19. Ферритно-мартенситная сталь 12X13M2C2 (ЭИ-852) Глава 20. Ферритно-мартенситная сталь 12X12M2БФР (ЭП-450) Глава 21. Ферритно-мартенситная сталь 16X12MBCФБР (ЭП-823) Глава 22. Ферритно-мартенситная сталь 20X12HMВФБАР (ЧС-139) Глава 23. Малоактивируемая сталь 16X12B2ФТaP (ЭК-181) Глава 24. Ядерно-физические свойства реакторных сталей и сплавов
---	---

**Таблица 7.** Структура и содержание «Справочника по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий». Том 6. Свойства ядерных топливных композиций

Глава 1. Уран	Глава 10. Смесь оксидов урана и плутония
Глава 2. Плутоний	Глава 11. Смесь оксидов урана и гадолиния
Глава 3. Торий и его соединения	Глава 12. Смесь нитридов урана и плутония
Глава 4. Диоксид урана	Глава 13. Смесь карбидов урана и плутония
Глава 5. Оксиды плутония	Глава 14. Карбонитриды урана (плутония)
Глава 6. Легированное цирконием металлическое топливо	Глава 15. Ядерно-физические свойства топливных элементов
Глава 7. Карбиды урана	
Глава 8. Карбиды плутония	
Глава 9. Нитрид урана	

В целом «Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий» отражает современное состояние обсуждаемой тематики и включает более 3200 страниц пояснительного текста, графиков, таблиц и расчетных соотношений. Аналогов данного издания в мире мало, если они вообще есть.

Достоинством Справочника является то, что материалы по свойствам собраны воедино, изложены кратко, но со всей, необходимой для расчета, информацией, т. е. с учетом требований к справочным техническим материалам. Это создаёт максимальные удобства для пользователей. Справочник предназначен для инженеров-конструкторов, для научных работников исследовательских институтов, для студентов высших учебных заведений энергетических специальностей.

#### Список литературы

1. Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий. Том 1. Свойства жидкометаллических теплоносителей. Том 2. Свойства газовых сред. В.П. Бобков, А.И. Блохин, Л.М. Забудько, Г.Н. Казанцев, В.Н. Румянцев, И.П. Смогалев, В.П. Тарасиков Под общей редакцией доктора технических наук, профессора В.М. Поплавского. М., ИздАТ, 2011. – 400 с., ISBN: 978-5-86656-253-4.
2. Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий. Том 3. Свойства поглотителей нейтронов. Книга 1 – Поглощающие элементы на основе бора и его соединений. В.П. Бобков, А.И. Блохин, В.Н. Румянцев, В.А. Соловьев, В.П. Тарасиков Под общей редакцией доктора технических наук, профессора В.М. Поплавского. М., ИздАТ, 2013. – 632 с., ISBN: 978-5-86656-268-8.
3. Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий. Том 3. Свойства поглотителей нейтронов Книга 2 – Поглощающие материалы на основе редкоземельных металлов, гафния, серебра, кадмия, индия. В.П. Бобков, А.И. Блохин, В.Н. Румянцев, В.А. Соловьев, В.П. Тарасиков Под общей редакцией доктора технических наук, профессора В.М. Поплавского. М., ИздАТ, 2014. – 816 с., ISBN: 978-5-86656-270-1.
4. Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий. Том 4. Свойства замедлителей нейтронов. В.П. Бобков, А.И. Блохин, Л.М. Забудько, Г.Н. Казанцев, В.Н. Румянцев, И.П. Смогалев, В.П. Тарасиков Под общей редакцией доктора технических наук, профессора В.М. Поплавского. М., ИздАТ, 2012. – 408 с., ISBN: 978-5-86656-255-8.
5. Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий. Том 5. Свойства реакторных сталей и сплавов. В.П. Бобков, А.И. Блохин, В.Н. Румянцев, В.А. Соловьев, В.П. Тарасиков Под общей редакцией доктора технических наук, профессора В.М. Поплавского. Москва, ИздАТ, 2014. – 584 с., ISBN: 978-5-86656-272-5.
6. Справочник по свойствам материалов для перспективных реакторных технологий. Том 6. Свойства ядерных топливных композиций. В.П. Бобков, А.И. Блохин, Л.М. Забудько, Г.Н. Казанцев, В.Н. Румянцев, В.П. Тарасиков Под

общей редакцией доктора технических наук, профессора В.М. Поплавского. М., ИздАТ, 2014. – 368 с., ISBN: 978-5-86656-271-8.

7. В.С. Чиркин. «Теплофизические свойства материалов ядерной техники». М. Атомиздат, 1968
8. К. Педдикорд, М. Кеннингхем, А. Трипати. Поправка на пористость для теплопроводности, основанная на аналитических температурных решениях. Trans. Am. Nucl. 1978. V.28. P.548.
9. В.А. Осипова, Х.А. Кяр Теплофизические свойства металллокерамических систем  $Al_2O_3$ -Мо. // Атомная энергия. 1972. Т.32. вып.2. С.31
10. Ю.А. Бувич, Ю.А. Корнеев О переносе тепла и массы в дисперсной среде. //ПМТФ. 1974. №4.
11. С.В. Забродская, А.В. Игнатьюк, В.Н. Кошечев и др. РОС-ФОНД – российская национальная библиотека оцененных нейтронных данных. Сборник ВАНТ, серия Ядерные константы, 2007, вып. 1-2, с. 3.
12. М. В. Chadwick, M. Herman, P. Oblozinsky et al. “ENDF/B-VII.1 nuclear data for science and technology: Cross sections, covariances, fission product yields and decay data”, Nuclear Data Sheets, 112(12):2887-2996 (2011).
13. A. Santamarina (Ed), D. Bernard, Y. Rugama: “The JEFF-3.1.1 Nuclear Data Library”, JEFF Report 22 (2009). The JEFF-3.2 version see website: [www.oecd-neo.org/dbdata/jeff/](http://www.oecd-neo.org/dbdata/jeff/).
14. K. Shibata, O. Iwamoto, T. Nakagawa et al. “JENDL-4.0: A New Library for Nuclear Science and Engineering,” J. Nucl. Sci. Technol. 48, 1 (2011).
15. А.И.Блохин, Е.В.Гай, А.В.Игнатьюк, И.И.Коба, В.Н.Манохин, В.Г.Проняев. Новая версия библиотеки нейтронных данных БРОНД-3.1. Сб. ВАНТ, сер. Ядерно-реакторные константы, 2016, вып.2, с.62-93

## РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ПЕРЛИТНЫХ СТАЛЕЙ ДО УРОВНЯ НЕРЖАВЕЮЩИХ СТАЛЕЙ ВО ВСЕХ ПЕРИОДАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

*Прозоров В.В., Собко А.А.*  
АО «РАОПРОЕКТ», Сосновый Бор, Россия  
*Доильницын В.А.*  
СПбТИ (ТУ)

С момента появления атомных установок с водяным охлаждением в них, в качестве конструкционного материала, использовалась нержавеющая сталь или перлитная сталь покрытая нержавеющей сталью со стороны контакта с водой. Отказ от применения перлитных сталей в этих условиях обуславливался тем, что она корродировала в потоке воды сильнее, чем нержавеющая. Соответственно, выше должны были быть концентрации продуктов коррозии в потоке и объемы их отложения на теплопередающих элементах. В настоящее время перлитные стали применяются на атомных установках, однако их применение носит ограниченный характер. Основным конструкционным материалом по-прежнему остается аустенитная хромоникелевая нержавеющая сталь 08X18H10T.

Нержавеющая сталь удобна с точки зрения эксплуатации АЭС. Она обеспечивает минимальный выход продуктов коррозии в теплоноситель без проведения специальных мероприятий по корректированию во-

дного режима и не требует консервации систем при продолжительных остановках на ремонте. Между тем нержавеющая сталь имеет ряд существенных негативных особенностей, к которым, в первую очередь, относятся:

1) склонность к коррозионному растрескиванию под напряжением — одному из наиболее опасных видов коррозионных повреждений, развивающемуся под действием хлоридов, особенно под действием хлоридов и кислорода, что имеет место в кипящих системах, например в парогенераторах;

2) сложность технологии изготовления наплавки нержавеющей стали, а также производства сварных работ;

3) высокое содержание легкоактивируемых легирующих элементов — хрома, никеля с примесным кобальтом — приводящее к загрязнению контура радиоактивными продуктами коррозии;

4) высокий коэффициент линейного расширения и низкий коэффициент теплопроводности;

5) трудность дезактивации поверхностей из нержавеющей стали;

6) высокая стоимость (согласно литературным данным стоимость оборудования, изготовленного из перлитных сталей, в 3-7 раз ниже, чем из нержавеющей), а изготовление из них крупных трубопроводов дает относительно невысокий выход готовой продукции.

Перлитные стали технологичны, освоены промышленностью, не содержат дефицитного никеля. Эти стали, в отличие от нержавеющей, не подвержены коррозионному растрескиванию. Основным недостатком перлитных сталей является низкая коррозионная стойкость в стояночных и переходных режимах. Поэтому необходима была разработка технологичных и эффективных способов защиты перлитных сталей от коррозии в различные периоды эксплуатации оборудования.

Принципиальная возможность и экономическая целесообразность применения в энергетике перлитных сталей вместо нержавеющей обсуждалась в течение многих десятилетий. Над этой проблемой работали десятки институтов, но решения не было. А решается она удивительно просто.

Было установлено, что защитная концентрация растворимых гидроксидов и нитритов, требуемая для подавления коррозии окисленных перлитных сталей в обессоленной воде, по сравнению с неокисленным металлом может быть снижена на несколько порядков [1]. Это свойство химической пассивности перлитных сталей было взято за основу при разработке мероприятий по защите поверхностей оборудования от коррозии. Окисление можно производить в растворах нитритов, гидразин-аммиачным, комплексным и другими способами, приводящими к образованию на поверхности оксидных пленок шпинельного типа (магнетит, гематит). Однако было замечено, что видимая магнетитная пленка при обработке стали слабыми растворами азотной или азотистой кислотами образуется уже при температуре 60-80°C [2,3], в то время как при гидразин-аммиачном, комплексном или других способах пассивации (окисление является частным случаем пассивации) температура обработки должна быть не ниже 140°C. Добавка в окисляющий раствор ионов алюминия дополнительно повышает защитные свойства образовавшихся покрытий [4], в том числе на нержавеющей сталях [5].

Было установлено, что защитные концентрации анодных ингибиторов зависят от микропористости покрытия, а именно: чем меньше диаметр пор, тем при

меньшей концентрации ингибитора создается внутри пор электрическое поле, предотвращающее диффузию ионов железа из металла в раствор и, соответственно, коррозию металла [6] (при одном и том же составе и толщине покрытия концентрация ингибитора, необходимая для практически полного подавления коррозии, может различаться в тысячи раз). Становится понятным десятилетиями дискутируемый механизм аномально высокой защитной способности нейтрально-кислородного водного режима (НКВР). Он характерен для системы “окисленная сталь-ингибитор”, в которой оксидная пленка определенного состава и толщины формируется в результате окисления стали водой при температуре около 300°C, а избыточное количество гидроксил-ионов образуется на катодных участках поверхности за счёт восстановления молекул кислорода, растворённого в воде. Механизм в обоих случаях один и тот же — при сорбции ингибитора на поверхности магнетитовых кристаллов внутри пор образуются диполи, создающие электрическое поле [6,7]. Поскольку напряженность поля изменяется обратно пропорционально квадрату расстояния от точечного заряда диполя постольку чем меньше диаметр поры, тем меньше необходима концентрация ингибитора для создания электрического поля, запирающего пору и предотвращающего выход ионов железа в воду.

Активирующие ионы (нитрат-, хлорид- и особенно сульфат-ионы), в отличие от анодных ингибиторов, создают электрические поля противоположного знака и способствуют переходу железа из металла в раствор. Поэтому после проведения окисления слабым раствором азотной кислоты необходима промывка системы раствором нитрита натрия (калия) 5-10 мг/кг с целью удаления с поверхности магнетита сорбированных активирующих коррозию ионов и замены их на ингибирующие. В этих растворах система остается стабильной неопределенно длительное время (10 лет и более), при практически полном подавлении коррозии. Непосредственно перед началом эксплуатации энергоустановки на стационарном режиме нитрит натрия необходимо вывести из контура, используя ионообменные фильтры, и одновременно ввести в систему кислород.

По предложенным нами технологиям главным энергетическим барьером, препятствующим выходу железа с поверхности стали в водный теплоноситель в стояночных, переходных и стационарном режимах является электрическое поле, потенциал которого должен быть больше кинетической энергии ионов двухвалентного железа, выходящих из металла и диффундирующим по порам в водный теплоноситель. В этом случае выход железа в теплоноситель становится невозможным (полное подавление коррозии). Становится даже безразличным какая используется сталь — дешевые стали перлитного класса или дорогие и нетехнологичные нержавеющие стали. Результат один — практически полное подавление коррозии. Более того, работать с перлитными сталями удобнее, так как окисление этих сталей происходит уже при температурах 80-100°C; для нержавеющей температура должна быть не менее 250°C.

При комнатных температурах в растворах 1-10 мг/кг нитрита натрия, контактирующих с атмосферой воздуха, на поверхностях окисленных перлитных и нержавеющей сталей химические и электрохимические процессы подавляются практически полностью. Например, не происходит «осыпания» с поверхностей

оксидированных нержавеющей сталей рыхлых отложений. В отсутствие нитритов на дно стаканчиков, в которых были подвешены такие образцы, выпадают осадки.

Сорбированных на поверхности оксидированных сталей нитрит ионов, после дренирования консервирующего раствора, достаточно, чтобы защитить оборудование от коррозии во влажной атмосфере, т.е. допустимо дренирование консервирующего раствора из контура, но желательно на максимально короткий срок.

Весь процесс ведения ВХР должен быть под контролем. Например, отсутствие в стояночных режимах в водном носителе нитрита натрия приводит к разрушению оксидного покрытия (электрохимические исследования показали, что, разрушение начинается уже в первые часы останова) и необходимости заново производить пассивацию. А это затраченное время, расход обессоленной воды

Было установлено, что предварительное оксидирование перлитных сталей позволяет значительно повысить эффективность НКВР при защите от коррозии энергетического оборудования: в начальный период эксплуатации; при снижении температуры водного теплоносителя; при ухудшении качества теплоносителя; при снижении нижнего концентрационного предела кислорода в водном теплоносителе [7].

В табл. 1 приведены результаты коррозионных испытаний перлитной стали при температуре  $80 \pm 3^\circ\text{C}$  в течение 240 ч. Сталь была предварительно оксидирована в растворе 75 мг/кг азотной кислоты в течение 3ч при  $95^\circ\text{C}$ .

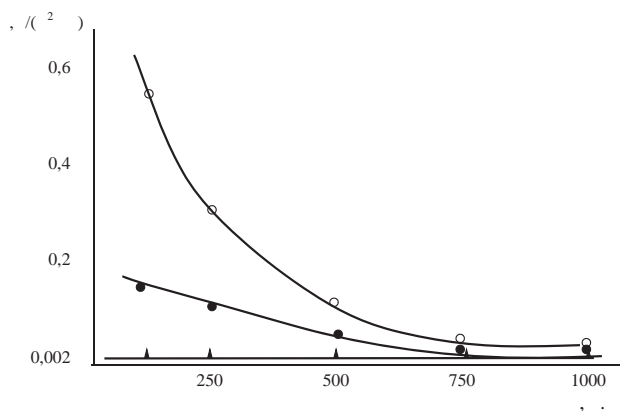
Испытания вели в растворе  $\text{NaNO}_2$  1 мг/кг при  $80^\circ\text{C}$  с последующей выдержкой в обессоленной воде с содержанием кислорода 300-500 мкг/кг.

Эксперименты проведены на стенде "Гидродинамическая петля".

**Таблица 1.** Изменения параметров водно-химического режима в потоке обессоленной воды с добавкой нитрита натрия или кислорода при  $80^\circ\text{C}$ .

Компоненты	Концентрация компонентов в потоке при длительности испытаний, ч				
	0	24	72	120	240
Нитритный режим					
железо мкг/кг	90	30	15	£ 10	£ 10
Содержание хлорид-ионов, мкг/кг	30	50	80	90	120
Концентрация $\text{NaNO}_2$ , мг/кг	1,12	1,06	0,91	0,85	0,78
Режим кислородный					
железо, мкг/кг	80	70	50	40	40
Содержание хлорид-ионов, мкг/кг	50	60	80	90	110
$\alpha$ , мкСм/см	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7
[O <sub>2</sub> ], мкг/кг	500	450	350	450	450

Коррозия оксидированной стали в растворе нитрита натрия 1 мг/кг была подавлена ( $\leq 0,01$  г/(м<sup>2</sup> сут)), содержание железа в растворе снизилось до  $< 10$  мкг/кг, хотя содержание хлорид-ионов повысилось с 30 до 120 мкг/кг (ионообменные фильтры были отключены, стенд имел застойные зоны). Коррозия оксидированных сталей в потоке кислородсодержащей воды при температуре  $80^\circ\text{C}$  была также подавлена ( $\leq 0,01$  г/(м<sup>2</sup> сут)), несмотря на далеко не



Зависимость скорости коррозии сталей от длительности испытаний (скорость потока – 3 м/с, pH 6-7, концентрация кислорода в воде – 0,2-0,5 мг/кг,  $t=285^\circ\text{C}$ ):  $\circ$  – сталь 20 неоксидированная;  $\blacktriangle$  – сталь 20 оксидированная;  $\bullet$  – сталь 08X18H10T

оптимальные условия для реализации НКВР (относительно высокая электропроводность воды, низкая температура). Неоксидированная сталь в этих условиях корродирует ( $0,08$  г/(м<sup>2</sup> сут.).

На рисунке приведены результаты стендовых испытаний коррозионной стойкости углеродистой стали 20 и нержавеющей – 08X18H10T в обессоленной воде ( $\alpha = 0,1-0,3$  мкСм/см) при  $285^\circ\text{C}$ . Видно, что при концентрации кислорода в воде 0,2-0,5 мг/кг и скорости потока ( $v$ ) = 3-8 м/с скорость коррозии углеродистой стали после выдержки в течение 250-500 ч приближается к скорости коррозии нержавеющей стали, однако в начальный период она её значительно превосходит. В отличие от неоксидированных сталей (20, 08X18H10T), коррозия оксидированных образцов стали 20 подавляется уже в первые часы выдержки, что важно с практической точки зрения. Если при предварительном оксидировании перлитных сталей в нитратных или нитритных растворах оксидная пленка высокого качества образуется при температуре около  $90^\circ\text{C}$  в течение нескольких часов, то для оксидирования нержавеющей сталей требуется температура 250-300 $^\circ\text{C}$ . Для достижения такой температуры требуется создания высокого давления, что в предпусковой период технически трудно осуществить. Оксидирование сталей при повышенных температурах можно проводить и в обессоленной воде, но для создания малопористых оксидных покрытий требуется времени порядка 500 часов, при этом значительная часть железа переходит в воду, т.е. будет загрязнять теплоноситель. Перлитные стали и в этом случае более перспективны, так как оксидировать их можно заранее, а оксидирующий раствор, содержащий ионы железа и нитрат-ионы, можно дренировать, внутриконтурные поверхности необходимо промыть раствором 5-10 мг/кг нитрита натрия (калия). При этом система будет законсервирована на длительный срок.

Стендовые испытания (табл.2) также показали, что нижняя концентрация кислорода, начиная с которой наблюдается эффективное подавление коррозии стали (так же, как в системе оксидированная сталь – ингибитор), зависит от пористости оксидного покрытия, а именно: чем меньше пористость, тем при меньших концентрациях кислорода или ингибитора наступает подавление коррозии образцов перлитной стали. При добавке в воду как анодных ингибиторов, так и кислорода стационарный потенциал стали повышается. При

снижении пористости и количества растворенных активирующих ионов потенциал смещается в пассивную область при меньших концентрациях кислорода или ингибитора.

Ниже приведены коррозионные характеристики стали 20, оксидированной различными способами.

**Таблица 2.** Коррозионные характеристики образцов стали 20.

Способ оксидирования *	Защитная концентрация NaNO <sub>2</sub> (мг/кг)	Защитная концентрация O <sub>2</sub> (мкг/кг)	Объемная пористость, %
1	0,1±0,05	30±10	1,1±0,1
2	0,8±0,1	70±20	2,4±0,3
3	8,1±0,5	150±40	5,1±0,9

\* Оксидирование образцов стали 20 проводили при 95±3°C: 1 – в растворе HNO<sub>2</sub> 75 мг/кг, пропуская раствор NaNO<sub>2</sub> через катионитовый фильтр в H<sup>+</sup>-форме (3 ч); 2 – в растворе HNO<sub>3</sub> 75 мг/кг (3 ч); 3 – в растворе NH<sub>4</sub>NO<sub>3</sub>, 5 г/кг. (0,5ч);

После оксидирования образцы промывали раствором нитрита натрия 5 мг/кг, определяли пористость покрытия, минимальную защитную концентрацию нитрита натрия по методике [8] и защитную концентрацию кислорода, начиная с которой коррозия образцов становится незаметной. В последнем случае испытания производили на стенде при температуре 80±3°C, v=2-3 м/с, æ=0,2-0,5 мкСм/см. Пористость оксидного покрытия оценивали радиометрически (измерением остаточной радиоактивности после заполнения пор радиоактивным раствором), а концентрацию кислорода – с помощью индикатора метиленового голубого или йодометрическим способом.

Качество кислородсодержащего водного теплоносителя легко поддерживать посредством ионно-обменных фильтров. Например, ионы меди на оксидированных поверхностях сталей с кислородсодержащим теплоносителем не восстанавливаются до элементарной меди и полностью задерживаются на ионно-обменных фильтрах. При использовании вместо кислорода высших аминов (этанолamina, диметиламина, триэтанолamina), морфолина или гидразина с аммиаком (корректирующие добавки второго контура АЭС с ВВЭР) эффективность защиты системы оксидированная сталь – ингибитор снижается; к тому же возникают трудности с очисткой теплоносителя от посторонних примесей.

Замечено:

1. Образец оксидированной стали 20 опущенный в раствор 0,1 г/л Cu(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> + 0,5 г/л NaNO<sub>2</sub> не сорбирует ионы меди. Без добавок ингибитора образец быстро покрывается слоем осажденной меди. В обессоленной воде в результате электрохимической коррозии контактной пары медь-железо на поверхностях стали очень быстро развиваются местные виды коррозии в виде язв, питтингов. Именно поэтому в проектируемых и строящихся АЭС медные сплавы стараются заменять на нержавеющие стали. Тем не менее, при правильном ведении ВХР и подготовки оборудования к эксплуатации отрицательное влияние меди можно свести к минимуму. Например, образцы Ст20 со слоем осажденной медью, дополнительно оксидированные в растворах азотной кислоты, ведут себя в растворах нитрита натрия абсолютно также как исходные образцы – их коррозионный процесс в растворе 1 мг/кг практически полностью прекращается.

2. Сорбция радионуклидов на оксидированных поверхностях перлитной стали при добавке в загрязняющий радиоактивный раствор ингибиторов коррозии анодного типа снижается на 2-3 порядка.

3. Стационарный потенциал оксидированных образцов перлитной стали при добавке в раствор анодных ингибиторов смещается в положительную сторону и чем ниже пористость покрытий и количество в растворе активирующих ионов, тем при меньшей концентрации ингибитора потенциал смещается в пассивную область.

4. После выдержки оксидированных образцов Ст20 при комнатной температуре в растворе 1 мг/кг нитрита натрия в течение 12 лет (образцы – шайбы с наружным диаметром 22 мм, внутренним диаметром 5 мм, толщиной 1,5 мм – выдерживали в темном месте в бюксах объемом 50 мл с притертыми крышками, дополнительно «заваренными» сверху эпоксидным клеем) никаких видимых изменений на образце и в растворе не обнаружено, за исключением небольшого количества рыхлых светлых соединений кремниевой кислоты, по-видимому, образовавшихся за счет выщелачивания водой силикатов кремния из стекла. Раствор оставался бесцветным. То есть, коррозионный процесс был подавлен полностью. Такие же образцы, выдержанные при тех же условиях в обессоленной воде за этот период времени практически полностью превратились в ржавчину, а вода приобрела желтый цвет. Объем воды (раствора) значительно уменьшился. Неоксидированные образцы в растворе 1 мг/кг нитрита натрия также почти полностью прокорродировали. На поверхности образцов из нержавеющей стали 08X18N10T образовалось небольшое количество очень рыхлого слоя ржавчины, легко смываемого водой, а раствор приобрел слегка желтоватый оттенок. Следовательно, только в системе оксидированная сталь – ингибитор коррозионный процесс был подавлен полностью. Например, подобная система (оксидированная сталь – ингибитор) может быть использована для защиты от коррозии электромагнитных фильтром с шариковой насадкой из стали ШХ-15, в период когда фильтры не эксплуатируются. Небольшое количество нитрита натрия легко выводится из системы всего за один фильтроцикл

### Наши предложения

Предлагаем проводить пассивирующую обработку контурного оборудования раствором, содержащим азотную кислоту 25-50 мг/кг и алюминий азотнокислый 10-50 мг/кг, при 80-100°C в течение 3-5 ч. После оксидирования необходимо произвести промывку контура раствором 5-10 мг/кг нитрита натрия (калия) в течение не менее 5 ч. - для замены активирующих коррозию ионов (в данном случае нитрат-ионов), находящихся в порах и на поверхности магнетита, на ингибирующие (нитрит-ионы). При фиксированных параметрах водно-химического режима система может быть законсервирована на неопределенно длительный срок (например, 10 и более лет). С началом подъема температуры при выходе энергоустановки на стационарный режим (при 20-50°C), нитрит выводится из контура и одновременно начинают дозировать кислород. При остановке энергетической установки и достижении температуры воды в контуре 80-100°C в систему необходимо вновь вводить нитрит натрия (калия) до концентрации 1-10 мг/кг, а дозирование кислорода прекратить. В противном случае, без введения нитрита, первые признаки разрушения оксидного покрытия (перлитные стали при тем-



пературе до 100°C в стояночных режимах не способны самопассивироваться) проявляются уже в первые часы останова.

Проводить же повторную пассивацию перед пуском не всегда рационально из-за образования отходов, требующей дальнейшей переработки, и увеличения времени простоя. Другими словами – достаточно пассивацию провести только один раз, а далее достаточно только сохранять оксидное покрытие от разрушения.

На основании изложенного материала можно сделать вывод, что дешевые и технологичные перлитные можно (и даже целесообразно) использовать в качестве основного конструкционного материала в любых системах, где используется обессоленная вода, и в первую очередь во вторых контурах АЭС с ВВЭР, конечно при условии обязательного соблюдения регламента.

### Список литературы

1. Прозоров В.В. Защита от коррозии перлитной стали в стояночных и переходных режимах ЯЭУ. // Атомная энергия. т.58, вып.3. 1985. С. 162-166.
2. Прозоров В.В. Оксидирование перлитных сталей в нитратных растворах. // Защита металлов. 1987. Т. 23. №2. С. 289 - 292.
3. Солонин М.И., Прозоров В.В., Доильницын В.А. и др. Оксидирование перлитных сталей в нитритных растворах. // Защита металлов. 2002, т.38, № 5, с. 521-524. С. 439.
4. Прозоров В.В., Сергиенко М.А., Доильницын В.А. Особенности пассивации перлитных сталей в растворах, содержащих ионы алюминия// Защита металлов, 2003, т. 39, № 5, с. 552-554.
5. Прозоров В.В., Слепоконе Ю.И., Доильницын В.А. О возможности применения алюминийсодержащих композиций для обработки основных контуров АЭС.// Международный ядерный форум. С.Пб. 2007 г. С.293-297.
6. Прозоров В.В., Лысенко А.А. Механизмы защиты оксидированных сталей в растворах анодных ингибиторов и при ведении нейтрально-кислородного водного режима.// Теплоэнергетика, 2003 г., № 7, с. 9-12.
7. Прозоров В.В. Поведение перлитных сталей в кислородосодержащей воде.// Защита металлов. т. 40, № 2, 2004. С.133-136.
8. Прозоров В.В., Кондратьев А.Н., Шишкунов В.А. К оценке защитной способности оксидных пленок на перлитных сталях. // Защита металлов. т. 20, № 5, 1984.

## РАЗРАБОТКА, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПАСПОРТИЗАЦИЯ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ АТТЕСТАЦИИ СИСТЕМ И МЕТОДИК НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2

*Разыграев А.Н., Разыграев Н.П., Примаков В.В., Урманчиева Е.В., Буцнев Д.Ю.*  
ГНЦ РФ АО «НПО «ЦНИИТМАШ», Москва

В связи с повышением требований к безопасной эксплуатации АЭС главный конструктор реакторной установки ВВЭР-1200 ОКБ «ГИДРОПРЕСС» и эксплуатирующая организация Концерн «Росэнергоатом» определили исходные требования к сооружаемым и эксплуатируемым реакторным установкам и качеству металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов.

При сооружении и эксплуатации АЭС генеральный конструктор и атомный надзор требуют использовать системы и методики неразрушающего контроля, аттестованные в соответствии с требованиями стандартов МАГАТЭ, России, Европы и США, которые, в свою очередь, предусматривают аттестацию систем и методик неразрушающего контроля металла корпусного оборудования и трубопроводов АЭС с применением специальных испытательных образцов (ИО). Ранее в ЦНИИТМАШ в период с 1974 по 2015 годы были собраны, разработаны и изготовлены отдельные испытательные образцы для проверки способов и методик ручного, полуавтоматического и автоматического УЗК сварных соединений, аустенитных антикоррозионных наплавки и основного металла оборудования и трубопроводов тепловых и атомных электростанций. Образцы создавались путем вырезки из поврежденных элементов действующих электростанций, на этапе изготовления различных элементов при обнаружении в них специфических дефектов (в первую очередь трещин), путем разработки специальных способов и технологий получения дефектов в различных элементах или с последующей имплантацией дефектов в объекты контроля.

Искусственные имитаторы дефектов в виде боковых частей цилиндрических отверстий и плоского дна цилиндрических сверлений различных диаметров и площадей (эквивалентных) начали изготавливать и использовали как модели уже в самом начале УЗД сварных швов в 50-60-ые годы прошлого века. Первые натуральные (реальные) дефекты в сварных соединениях были изготовлены в 1974 году в ЦНИИТМАШ для испытаний нового метода УЗК головными волнами (рисунки 1) [1].

Первые натуральные дефекты в антикоррозионных наплавках были изготовлены для испытаний технологий УЗК в ЦНИИТМАШ и на Ижорском заводе в 70-80-ые годы [2,3]. В последующие годы в ЦНИИТМАШ были разработаны специальные технологии изготовления ИО с реальными и реалистичными дефектами-трещинами, в том числе несколько ИО с трещинами ЗДКР для испытаний методик и контролеров УЗК парогенераторов ПГВ-1000 (с.с. №111).

В 2016-м году впервые в России перед АО «НПО «ЦНИИТМАШ» была поставлена сложная комплексная технологическая задача разработать, изготовить и поставить испытательные образцы для аттестации автоматизированных систем и методик неразрушающего контроля оборудования Нововоронежской АЭС-2.

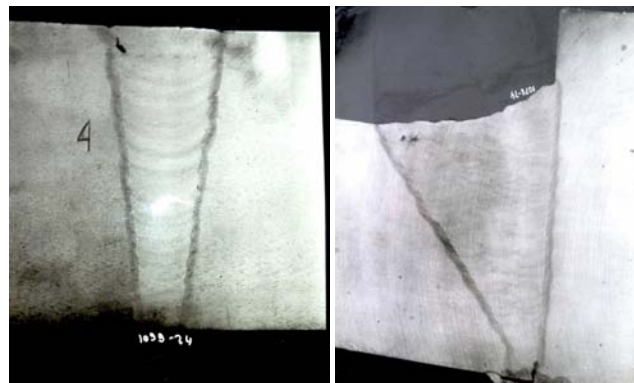


Рис. 1. Первые реалистичные дефекты в сварных соединениях сосуда АЭС

Сложность поставленной задачи определялась короткими сроками выполнения, общим количеством ИО для различных методов неразрушающего контроля (НК), а так же тем фактом, что ИО должны изготавливаться из тех же материалов и по той же технологии, что и контролируемое оборудование, и должны содержать реальные и/или реалистичные дефекты (трещины), а также искусственные несплошности размеров, определенных главным конструктором реакторной установки (РУ).

Количество испытательных образцов определялось конструкцией РУ, которая включает в себя все основные элементы корпусного оборудования и трубопроводы первого контура: главный циркуляционный насосный агрегат (ГЦНА), корпус реактора, верхний блок реакторной установки, компенсатор давления, парогенератор, система аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ), система пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ), система пассивного отвода тепла (СПОТ), главный циркуляционный трубопровод (ГЦТ), трубопроводы системы аварийного охлаждения зоны и системы компенсации давления, а так же крепёж элементов РУ (шпильки, резьбовые гнёзда фланцев).

В ходе работ по разработке и изготовлению испытательных образцов для аттестации автоматизированных систем и методик неразрушающего контроля оборудова-

ния Нововоронежской АЭС-2 была разработана необходимая конструкторская документация, включающая в себя технические требования, технические задания, технические описания и технические проекты по всему перечню изготавливаемых ИО.

На основании исходных технических требований (ИТТ) и расчетов ОКБ «Гидропресс» были определены наиболее опасные дефекты, их природа (характер), местоположение, направления распространения и ориентация, размеры: критические, максимально допустимые. В соответствии с Техническими условиями на стали и Правилами контроля сварных соединений и наплавов ПНАЭГ-7-010-89, НП-084-15, специализированными методиками неразрушающего контроля (телевизионный визуальный контроль, вихретоковый контроль) были установлены минимальные и максимальные уровни фиксации дефектов и несплошностей.

В соответствии с рекомендациями на изготовление ИО МАГАТЭ, ENIQ и РД ЭО 1.1.2.25.0487-2015 «Разработка технического задания, проведение испытаний и условия применения средств и методик неразрушающего контроля на атомных станциях» (Росэнергоатом): Испытательные образцы должны быть представительными с точки зрения соответствия материала, размеров, конфигурации сварных швов, наплавленных поверхностей и геометрии объектов контроля;



**Рис. 2.** Испытательные образцы с дефектами для аттестации систем и методик неразрушающего контроля: а – фланцевые разъёмы; б – шпильки; в – угловые сварные соединения и сегмент ГЦТ; г – чехол привода СУЗ и элементы корпусного оборудования РУ

Испытательные образцы должны содержать реальные или реалистичные дефекты или отклонения от номинальных геометрических размеров, с целью обеспечения адекватной оценки средств и проектов методик НК;

Испытательные образцы должны изготавливаться по возможности в полном соответствии с используемым штатным процессом изготовления объектов контроля;

Условием выбора механизма (способа) внесения дефектов является их реалистичность с точки зрения имитации типа (характера) выбранного дефекта для соответствующего метода контроля.

АО «НПО «ЦНИИТМАШ» выполнил поставленную задачу. В результате изготовлен 61 комплект, включающий в себя 67 специализированных испытательных образцов с реалистичными и искусственными дефектами для телевизионного (92 дефекта), вихретокового (307 дефектов) и ультразвукового (438 дефектов) методов

неразрушающего контроля. В общей сложности в испытательные образцы было внесено 837 несплошностей из них 133 - это реалистичные дефекты (усталостные трещины). Полный комплект ИО с полным перечнем сопроводительной документации передан Заказчику.

На рисунке 2 представлены фото ИО поставленных на Нововоронежскую АЭС.

#### **Список литературы**

1. Н.П. Разыграев. О выявлении подповерхностных дефектов искателями головных волн. – Дефектоскопия, 1981, №3, стр.97 – 105.

2. Н.П. Разыграев. Опыт использования головных волн для обнаружения трещин в антикоррозионных покрытиях. – Энергомашиностроение, 1987, №8, стр.25-28,48.

3. А.С. Зубченко, Н.П. Разыграев, Е.Ф. Кретов и др. Актуальные вопросы ультразвукового контроля наплавленных антикоррозионных покрытий (Часть 2). – Энергомашиностроение, 1988, №11, стр.23-27.

# МОБИЛЬНЫЕ МОДУЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ РАО

Горбунова О.А, Мишарин В.А, Бурлаков А.И.  
ФГУП «РосРАО»

Для переработки РАО, образующихся при выводе из эксплуатации ОИАЭ и реабилитации загрязненных территорий, наиболее перспективным представляется осуществление сортировки, фрагментирования, дезактивации и прессования ТРО непосредственно на объектах ВЭ и РЗТ. Транспортирование в специализированные организации для переработки РАО и приведения к критериям приемлемости сопровождается значительными затратами на логистику и обеспечение радиационной и физической безопасности. Переработка и кондиционирование на месте образования РАО позволяет значительно сократить их объем.

ФГУП «РосРАО» разработаны и внедрены ряд технических решений [1-3].

## Мобильная установка компактирования 200-л бочек с ТРО

В ноябре 2016 года успешно завершены пуско-наладочные работы и внедрена в опытно-промышленную эксплуатацию мобильная установка компактирования ТРО производительностью не менее 250 м<sup>3</sup> исходных ТРО/год (ОНАО, НАО, САО).

Мобильная установка разработана и изготовлена совместно с ООО «Спецатомсервис», оригинальные технические решения защищены патентом РФ [4].

В рамках НИОКР в течение 2017 года на мобильной установке уточнены и отработаны технологические режимы двухосного прессования, опробованы вспомогательные системы (ГПМ, дезактивация, спецвентиляция) и успешно переработано более 200 м<sup>3</sup>/год ТРО различной морфологии (плотность 0,5-2,5 т/м<sup>3</sup>) – бетонный лом, строительный мусор, теплоизоляция, грунты, металлические фрагменты.

Мобильная установка компактирования ТРО (рис.1-2) размещена в 40-фут контейнере 1ССС, масса установки 24 т, габариты в транспортном положении 12192\*2438\*2896 мм, в рабочем положении (с выносным модулем) 12192\*4100\*2896 мм. Это позволяет быстро монтировать/демонтировать ее на любом объекте и транспортировать любым видом транспорта.

В составе мобильной установки:

- участок приема и размещения контейнера с ТРО, включая выносной модуль для приема контейнера КРАД-3,0 с 8 шт 200-л бочками с ТРО, грузоподъемные механизмы с универсальными захватами, кантователь бочек и складные экраны биологической защиты персонала,
- участок компактирования ТРО: пресс, дооснащенный механизмом предварительного прокола бочек, системой сбора протечек и сдувкой в систему точно-вытяжной спецвентиляции,
- участок размещения вентиляционного оборудования,
- система контроля и управления,
- система дезактивации и сбора вторичных ЖРО,
- саншлюз для персонала.

Условия эксплуатации мобильной установки компактирования ТРО автономные (требуется только подключение к внешнему источнику электроэнергии (потребляемая мощность 18,5 кВт) и размещение на твердом ровном основании); при температуре окружающей среды от -10 до +40°С, температуре в рабочем помещении 16±2°С. Технические решения и исполнение мобильной установки обеспечивают радиационную безопасность персонала при ведении технологического процесса в условиях 2 класса работ с открытыми ИИИ по ОСПОРБ-99/2010.

Основным элементом мобильной установки компактирования ТРО является двухосный пресс-брикетировщик, позволяющий компактировать ТРО с коэффициентом сокращения объема 1,7-3,5. Усилие прессования: плита-пуансон (гидроцилиндр 1-й ступени) – 120 т, гидроцилиндр 2-й ступени – 300 т. Габаритные размеры камеры прессования позволяют размещать как 200-л бочку с ТРО горизонтально, так и крупные металлические фрагменты ТРО «навалом».

Конечным продуктом прессования ТРО являются брикеты размером, в зависимости от морфологии ТРО, – 700\*350\*(150...450 мм). Габариты брикетов ТРО по сравнению с «блинами» – продуктами одноосного прессования, позволяют более рационально укладывать их в конечный сертифицированный контейнер, экономя объем, подлежащий захоронению. Так, количество брикетов ТРО в контейнере для захоронения (% заполнения контейнера с учетом предельной массы):

- КРАД 3,0 – 15 шт (42%),
- КРАД 1,36 – 7 шт (43%),
- КМЗ – 25 шт (68%).

## Мобильный комплекс очистки ЖРО

В 2017 году в ФГУП «РосРАО» модернизирована мобильная установка очистки ЖРО (рис.3), что позволило увеличить ее производительность в 1,5-2 раза.

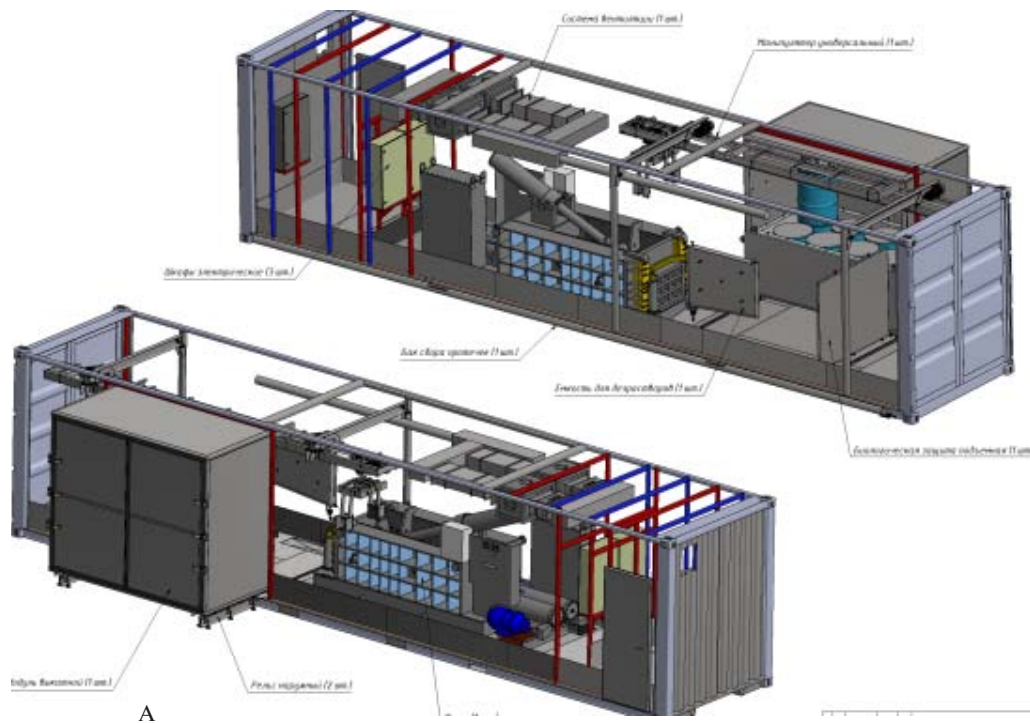
В составе мобильной установки очистки ЖРО:

- блок ультрафильтрации,
- блок обратного осмоса,
- блок упаривания солевого концентрата, образующегося на обратноосмотических мембранах,
- блок цементирования,
- вспомогательные системы, включая радиационный контроль, вентиляцию, освещение, резервное электропитание.

Производительность модульного комплекса по исходным ЖРО – 1 м<sup>3</sup>/час, по конечному цементному компаунду – 200-л бочка/смену. С очищенной до санитарных норм сброса водой обращаются в соответствии с действующим законодательством в области охраны окружающей среды. Контроль и управление технологическим процессом осуществляется с помощью автоматизированной системы (АСУТП).

## Временный участок модульного типа для переработки ТРО

В 2016 году разработан технический проект, в 2018 году завершается создание передвижного технологического участка по переработке твердых радиоактивных отходов (ОНАО, НАО), образующихся при выводе из эксплуатации ОИАЭ и реабилитации загрязненных территорий – «Временный участок модульного типа для переработки ТРО (УВМТ-400)» (рис.3). Проектная



**Рис. 1.** Мобильная установка компактирования твердых радиоактивных отходов: А — схема расположения оборудования; Б — внешний вид с выносным модулем; В — загрузка исходных ТРО в выносной модуль мобильной установки

производительность — не менее 400 м<sup>3</sup> исходных ТРО/год, не менее десяти 200-л бочек исходных ТРО в смену.

На базе легковозводимого сборно-разборного ангара размером 20x16 м (рис.4), размещаемого на любом ровном твердом основании (асфальтированная/забетонированная площадка, бетонные плиты) на площадке любой эксплуатирующей организации может быть смонтирован комплекс различного технологического оборудования для входного/выходного контроля, сортировки, фрагментирования, абразивной дезактивации, прессования (брикетирования) и размещения подготовленных ТРО к контейнеры для паспортизации и передачи в НО РАО. Ангар на винтовых сваях не является объектом капитального строительства (не имеет связи с фундаментом), что значительно сокращает сроки согласования и реализации проекта.

Радиационная безопасность участка переработки ОНАО, НАО обеспечивается автономной системой спецвентиляции (сборно-разборной, мобильной), комплектацией мобильным санпропускником, применением защитного легкодезактируемого покрытия основания (пластикат, элакор), использованием оборудования для сухой дезактивации внутренних поверх-

ностей помещений и оборудования (вакуумный очиститель). Переработка ЖРО и образование вторичных ЖРО при дезактивации (мойке) на участке не предусмотрено, кроме обращения с аварийными протечками при сортировке и прессовании ТРО, поступающих в 200-л бочках.

В проект заложена эксплуатация УМВТ-400 с учетом не менее 5 передислокаций: все оборудование, включая ангар, после проведения работ дезактивируется, разбирается, транспортируется на другую площадку в стандартных транспортных 20-, 40-футовых контейнерах.

## Выводы

Учитывая передовой международный опыт и отвечая стратегии Дивизиона ЗСЖЦ, ФГУП «РосРАО» ориентируется на эксплуатацию мобильных установок и комплексов для обращения с РАО с целью максимальной переработки отходов на местах их образования. Это позволяет значительно повысить экологическую безопасность на всех стадиях обращения с РАО, снизить логистические расходы, быстро развернуть мощности по переработке РАО при проведении работ по ВЭ и РЭТ ОИАЭ.



А



Б



В



Г



**Рис. 2.** Компактирование 200-л бочки с ТРО: А — камера пресса с открытой крышкой; Б — камера пресса с закрытой крышкой (прессование 1 ступени); В — загрузка ТРО в камеру пресса; Г — выгрузка брикета после двухосного прессования; Д — перемещение брикета в контейнер КМЗ (за биологической защитой)



**Рис. 3.** Мобильная установка очистки жидких радиоактивных отходов

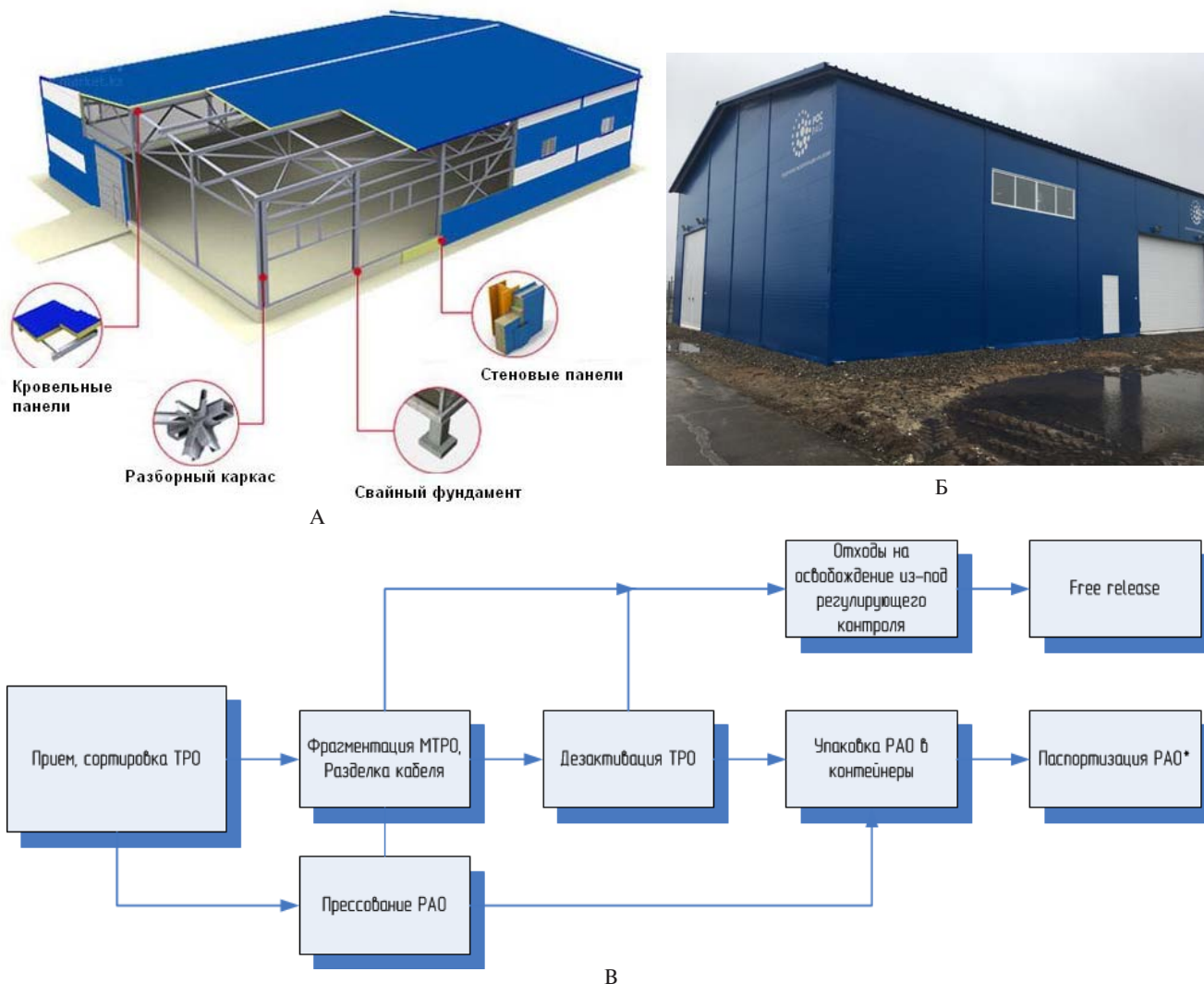


Рис. 4. Временный участок модульного типа УВМТ-400 для переработки ТРО на базе быстровозводимого каркасного сборно-разборного ангара: А, Б — ангар; В — технологическая схема переработки ТРО

### Список литературы

1. О.А. Горбунова. Технологическое развитие ФГУП «РосРАО» в рамках создания отраслевой инфраструктуры переработки, кондиционирования и хранения РАО. Сборник статей научно-практической конференции «Актуальные вопросы ядерно-химических технологий и экологической безопасности», г. Севастополь, 2016.- С.19-28.
2. В.Н. Коваленко, О.А. Горбунова. Технологическое развитие ФГУП «РосРАО» в рамках создания отраслевой инфраструктуры переработки, кондиционирования и хранения РАО// Тонкие химические технологии.- 2016, т.1, №5.- С.12-20.
3. А.Г. Гришин, О.А. Горбунова. Мобильные установки переработки твердых радиоактивных отходов. Тезисы VII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов атомной отрасли «Команда 2017».- СПб.: Изд-во СПбГЭУ, 2017. — С.136-138.
4. О.А. Горбунова, А.Г. Гришин, В.Н. Коваленко, С.Ю. Цветков, О.В. Черникова, В.А. Войновский, О.П. Каширина. Мобильная установка компактирования твердых радиоактивных отходов: Положительное решение о выдаче патента на полезную модель по заявке №2016146830/07 (075142), приоритет от 29.11.2016 / патентозаявитель и патентообладатель ФГУП «РосРАО».- 16 с.

## ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ОБРАЩЕНИЯ С РАДИОАКТИВНЫМИ ОТХОДАМИ

*Самойлов А.А., Стрижова С.В., Блохин П.А.  
Институт проблем безопасного развития атомной  
энергетики Российской академии наук*

### Введение

В 2011 году вступил в силу Федеральный закон №190-ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее ФЗ-190), в котором в качестве одного из основных принципов принята обязательность захоронения всех РАО. Для реализации положений закона в настоящий момент создается Единая государственная система обращения с РАО (далее - ЕГС РАО). В статье 10 ФЗ-190 установлено, что ЕГС РАО создается для «организации и обеспечения безопасного и экономически эффективного обращения с радиоактивными отходами, в том числе их захоронения». Сроки и порядок создания системы определены постановлением Правительства РФ [1]. Создание ЕГС

РАО осуществляется в три этапа, срок создания последнего – до 01.01.2025 г., однако уже сейчас можно сказать, что к указанной дате полностью решить все поставленные в рамках ФЗ-190 задачи не удастся.

Основная причина – новая концепция обращения с РАО (захоронение), которая кардинально отличается от предыдущей, ориентированной на долгосрочное контролируемое хранение. Соответствующий резкий «разворот» системы обращения с РАО не может пройти в полном объеме в столь ограниченные сроки. Рассматривая ЕГС РАО как комплексную систему, в рамках которой можно выделить отдельные подсистемы, такие как нормативно-правовое регулирование, модели финансирования, планирования, системы захоронения и технологическая модель обращения с РАО на предприятиях, стоит отметить, что при их анализе по каждой из составляющей выявляется потенциал оптимизации.

В рамках доклада будет приведен краткий анализ актуальных для АЭС проблем в области обращения с РАО в контексте целей и задач ЕГС РАО и предложены направления их решения.

### Нормативно-правовое регулирование

Проблематика нормативно-правового регулирования достаточно подробно изложена в ряде публикаций, например [2, 3], и в рамках данного доклада остановимся лишь на отдельных вопросах, которые представляют наибольший интерес для АО «Концерн Росэнергоатом». Среди таких проблем выделяется текущая классификация удаляемых РАО и порядок захоронения ОНРАО на площадках эксплуатирующих организаций (далее – ЭО).

### Критерии классификации удаляемых РАО в целях захоронения

Проблемы практического применения действующей классификации РАО в целях захоронения рассмотрены в [2, 3]. В докладе подробно остановимся на двух аспектах, важных для АЭС. Первый – отсутствие согласованности критериев классификации удаляемых РАО в форме суммарной активности бета-, альфа-излучающих и трансурановых радионуклидов и значений ПЗУА в форме удельной активности отдельных радионуклидов. Численные значения ПЗУА определены для каждого из радионуклидов на основе анализа сценариев облучения. Диапазон значений этой величины – от 1 до  $10^5$  Бк/г. Это означает, что радиобиологическая опасность каждого радионуклида детально учтена с использованием не только типа, но и всех других характеристик распада. В постановлении [5] в качестве границ классов РАО используются значения, кратные упрощенным критериям отнесения к РАО отходов неизвестного состава, исторически используемым в санитарных нормах. Применение различных подходов приводит к возникновению парадоксальных ситуаций для

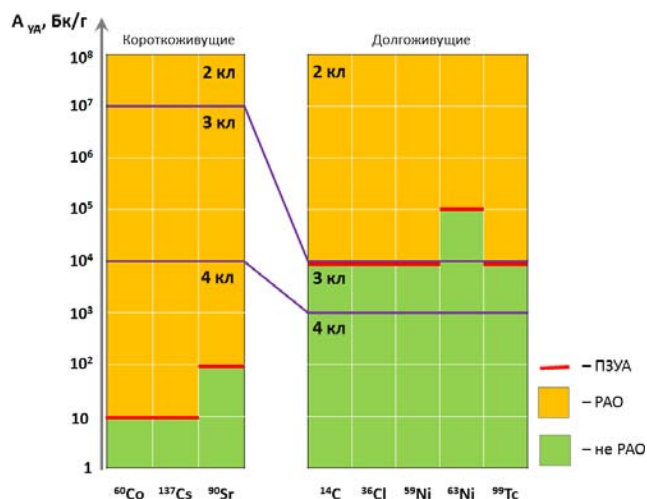


Рис. 1. Критерии классификации и критерии отнесения к РАО для отдельных радионуклидов

ряда практически значимых радионуклидов (рис. 1), когда их удельные активности соответствуют 3-му и даже 2-му классу РАО, хотя и не превышают значение ПЗУА.

Материал с концентрацией радионуклидов равной 0,9 ПЗУА для ряда радионуклидов – это не РАО, а материал с концентрацией 1,1 ПЗУА – это сразу РАО класса 2, тариф на захоронение которых в ~ 20 раз выше, чем тариф на захоронение РАО класса 4. В результате, эти РАО необходимо будет разместить в соответствующий ПЗРО, хотя их радиологическая опасность крайне низка и соответствует значениям РАО очень низкой активности.

Второй рассматриваемый проблемный аспект классификации удаляемых РАО – классификация ОЗРИ. В настоящий момент действующая формулировка отнесения ОЗРИ к РАО того или иного класса содержит два критерия: класс опасности ОЗРИ и удельную активность (с учетом приведения в соответствие критериям приемлемости). Отметим, что категория опасности имеет не прямое отношение к безопасности захоронения, хотя бы потому, что не учитывает период полураспада радионуклида, основываясь только на значении активности и значении нормирующего фактора D [4]. Более того, установленные одновременно критерии по удельной активности и категории опасности могут в принципе не соответствовать друг другу, и для короткоживущих радионуклидов быть излишне консервативными. В качестве примера в таблице 1 приведены численные значения.

Для устранения этих недостатков требуется корректировка критериев классификации удаляемых РАО. Необходимо ввести классификацию удаляемых РАО, отвечающую типам возможных пунктов захоронения,

Таблица 1. Значения активности ОЗРИ, соответствующие отнесению к классу 2 и соответствующие им удельные активности при цементировании источника в одном литре компаунда

Радионуклид	Удельная активность РАО класса 3 [5], Бк/г	Активность отнесения к категории 3, Бк	Удельная активность при цементировании, Бк/г		
			$T_{\text{выд}} = 0$ лет	$T_{\text{выд}} = 100$ лет	$T_{\text{выд}} = 300$ лет
$^{57}\text{Co}$	$10^4 - 10^7$	$7 \cdot 10^{11} - 7 \cdot 10^{12}$	$\sim (3,5 \cdot 10^8 - 3,5 \cdot 10^9)$	-	-
$^{60}\text{Co}$		$3 \cdot 10^{10} - 3 \cdot 10^{11}$	$\sim (1,5 \cdot 10^7 - 1,5 \cdot 10^8)$	$\sim (0,1 - 1)$	-
$^{137}\text{Cs}$		$1 \cdot 10^{11} - 1 \cdot 10^{12}$	$\sim (5,0 \cdot 10^7 - 5,0 \cdot 10^9)$	$\sim (1,82 \cdot 10^6 - 1,82 \cdot 10^7)$	$\sim (2,43 \cdot 10^3 - 2,43 \cdot 10^4)$



в качестве которых предлагается рассматривать четыре типа ПЗРО:

- «насыпной» - размещаемый на поверхности земли, а сверху покрытый защитным экраном;
- «приповерхностный 1» - заглубленный приповерхностный ПЗРО, размещаемый на глубине до 30 м под поверхностью земли;
- «приповерхностный 2» - размещаемый на глубине от 30 до 100 м под поверхностью земли;
- «глубинный» - наиболее защищенный пункт захоронения, который, как правило, размещен на глубине более 100 м под поверхностью земли. В случае России – это ПЗРО в Нижнеканском массиве.

Такое разбиение полностью соответствует международной практике. В итоге все удаляемые твердые РАО разделяются на 4 класса. К классу 4 предлагается отнести все РАО, период потенциальной опасности которых равен или менее 300 лет. Отметим, что данный срок может быть изменен в результате дополнительного обсуждения. Например, в Швеции в качестве аналогичного срока принято значение 150 лет. При этом инженерные барьеры безопасности должны выполнять свои функции в течение 100 лет.

Радиоактивные отходы, период потенциальной опасности которых превышает 300 лет, необходимо захоранивать в заглубленных приповерхностных или глубинном ПЗРО в зависимости от величины удельной активности содержащихся радионуклидов, и, возможно физико-химических характеристик РАО (методов кондиционирования). Разумеется границы должны быть установлены таким образом, чтобы существовали однозначные и разумные правила классификации РАО смешанного радионуклидного состава, а также учитывать реальную радиологическую опасность радионуклида, избегая вышеописанных коллизий. При этом необходимо учесть миграционные характеристики, как минимум для тех нуклидов, которые характеризуются высокой скоростью распространения (<sup>36</sup>Cl, <sup>129</sup>I, <sup>99</sup>Tc и т.д.).

### **Захоронение ОНРАО на площадках ЭО**

С одной стороны ФЗ-190 допускает упрощенный порядок захоронения ОНРАО, позволяя ряду организаций, включенных в соответствующий перечень Правительства РФ, создавать пункты захоронения ОНРАО на используемых ими земельных участках. С другой – не урегулированы вопросы собственности на данные пункты захоронения и порядок передачи национальному оператору. Напомним, что в настоящее время ФЗ-190 ограничивает круг собственников пунктов захоронения – они могут находиться либо в федеральной собственности, либо в собственности ГК «Росатом». Также предусмотрена передача права собственности на пункты захоронения РАО в собственность ГК «Росатом», если они находятся в собственности юридических лиц. Отсутствие в ФЗ-190 отдельного порядка для пунктов захоронения ОНРАО означает действие общих норм и на вновь сооружаемые пункты захоронения ОНРАО, размещенные на территориях предприятий.

В целях урегулирования правового режима собственности на пункты захоронения ОНРАО предлагается внесение изменений в статью 9, предусматривающих право собственности российских юридических лиц на пункты захоронения ОНРАО и пункты захоронения РАО, образующихся при добыче урановых руд.

В части вопроса, связанного с отчуждением пунктов захоронения ОНРАО, создаваемых организациями на своих площадках, в собственность ГК «Росатом» анализировались различные варианты:

- собственность юридических лиц на период эксплуатации пункта захоронения с отчуждением в собственность Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» после завершения размещения РАО в данных пунктах хранения;
- собственность юридических лиц на данные пункты захоронения в течение всего жизненного цикла пункта захоронения;
- собственность юридического лица с необходимостью отчуждения пункта захоронения в собственность Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» после завершения размещения РАО в зависимости от периода потенциальной опасности размещенных РАО.

В настоящее время в виде правок в ФЗ-190 предлагается реализовать последний вариант. Статья 40 дополняется нормой, что пункты захоронения, размещенные на земельных участках организаций, осуществляющих по решению Правительства Российской Федерации захоронение очень низкоактивных радиоактивных отходов отчуждаются в собственность Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» в течение трех лет после завершения размещения радиоактивных отходов в этих пунктах захоронения для закрытия и периодического радиационного контроля, за исключением случаев, установленных данной статьей. В случае, если период потенциальной опасности не превышает 100 лет, пункт захоронения может находиться в собственности организации вплоть до снятия его с регулирующего контроля.

Отметим, что для ОНРАО, образующихся в таких организациях, сохраняется единый порядок финансирования захоронения РАО с отчислениями в фонд финансирования расходов на захоронение РАО. Однако в этом случае требуется установление индивидуальных тарифов на захоронение ОНРАО для каждой из организаций с учетом затрат, финансируемых из фонда. Это подразумевает внесение изменения в Постановление Правительства РФ № 1249 «О порядке государственного регулирования тарифов на захоронение радиоактивных отходов» для учета различных составляющих в тарифе на захоронение.

### **Финансовая модель**

Действующая финансовая модель подразумевает осуществление оплаты за захоронение РАО по установленным тарифам на захоронение в соответствии с прогнозами образования РАО. Это сделано с понятной целью – обеспечить ФГУП «НО РАО» (далее – НО РАО) средствами на сооружение ПЗРО, которые имеют очень длительный цикл сооружения. Однако прогнозы образования РАО имеют определенную погрешность, как и изменение их объема в процессе кондиционирования. Все это приводит к дисбалансу прогнозов образования и реально образовавшихся отходов. Действующая модель подразумевает корректировку посредством изменения тарифов на захоронение, но подобный подход обладает рядом существенных недостатков.

Первый из них – отсутствие привязки механизма корректировки к конкретной организации, поскольку в таком случае финансовый дисбаланс будет распределяться по всем организациям, пропорционально их

объему образования РАО. Это означает, что в случае, если какая-то организация по тем или иным причинам занизит прогноз образования РАО, а фактическое количество образовавшихся РАО будет выше, то средства на их захоронения поступят за счет повышения тарифа в будущем от организаций, которые являются основными производителями отходов.

Второй недостаток кроется в действующей схеме трехсторонних договоров оплаты деятельности по захоронению. Деятельность по захоронению в такой схеме является услугой, которую оказывает НО РАО за счет платежей ЭО в специальный резервный фонд № 5 (упрощенно). В такой ситуации отклонение объемов РАО от прогнозных оказывается не охваченным услугой по захоронению, хотя при корректировке тарифа необходимые средства будут поступать в будущем в СРФ № 5.

В этой ситуации необходимо ввести соответствующий механизм корректировки отклонений фактического образования кондиционированных РАО от прогнозного, который бы позволял исключить вышеописанные проблемные аспекты финансовой модели.

### Модель планирования деятельности по захоронению

Действующая модель планирования работ по обращению с РАО основана исключительно на прогнозах образования РАО, которые представляются ЭО на период до 2025 года. При этом прогнозы образования пересматриваются 2-3 раза в год. В дальнейшем эти данные агрегируются и аппроксимируются на период прогнозирования деятельности по захоронению (до 2035 г. на текущий момент). Также при планировании деятельности по захоронению РАО учитывается предполагаемый объем образования отходов в ходе выполнения мероприятий Федеральной целевой программы «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2016–2020 годы и на период до 2030 года», в том числе и за счет извлечения накопленных РАО. Все

остальные РАО, которые будут образовываться при проведении работ по выводу их эксплуатации ОИАЭ вне мероприятий ФЦП ЯРБ-2, в настоящий момент не учитываются.

Сооружение ПЗРО – крайне длительная процедура. Достаточно только сказать, что с момента создания НО РАО (2012 год) им не было реализовано полного цикла работ по созданию ПЗРО. Все действующие на настоящий момент объекты, эксплуатируемые НО РАО, были либо сооружены и введены в эксплуатацию ранее, либо в их отношении был реализован значительный объем подготовительных работ. Кроме того есть также вопрос по поводу того, кто должен предоставлять сведения по прогнозу образования отходов при ВЭ. Как правило, для реализации таких работ привлекаются специализированные организации, в том числе и по результатам конкурсных процедур. Следовательно, они не могут прогнозировать объем образования РАО от подобной деятельности заранее.

В такой ситуации необходимо отходить от действующих принципов формирования прогнозов образования РАО и при их модификации в полной мере применять имеющиеся системы информационной поддержки деятельности по ВЭ, а также аналитические методы.

Таким образом, итоговая модель планирования может быть схематично изображена в следующем упрощенном виде (рис. 2 и 3).

### Технологическая модель обращения с РАО в ЭО

Текущая практика обращения с металлическими радиационно-загрязненными отходами практически ничем принципиальным не отличается от обращения с РАО, т.е. планируется, что после выдержки и кондиционирования их отправят на захоронение. Однако, такая ситуация видится в корне неверной, так как потенциально большой объем загрязненного металла можно вернуть в отрасль, повысив эффективность модели обращения с РАО в целом.

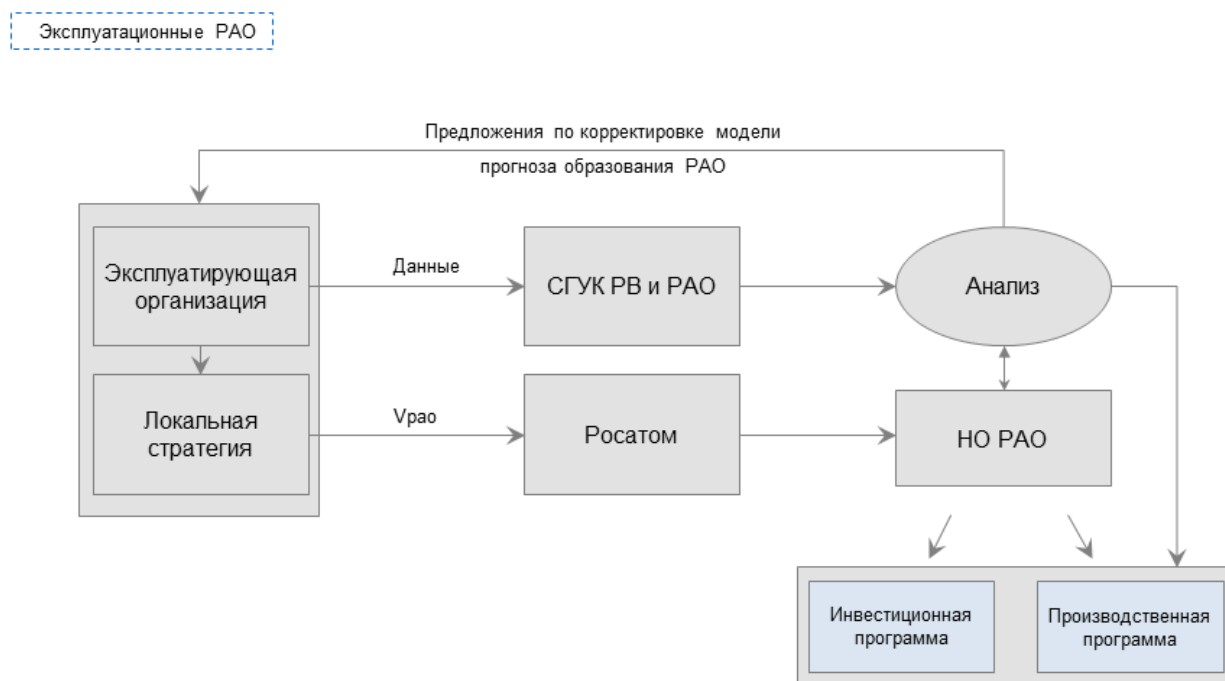


Рис. 2. Упрощенная модель планирования работ по обращению с эксплуатационными РАО

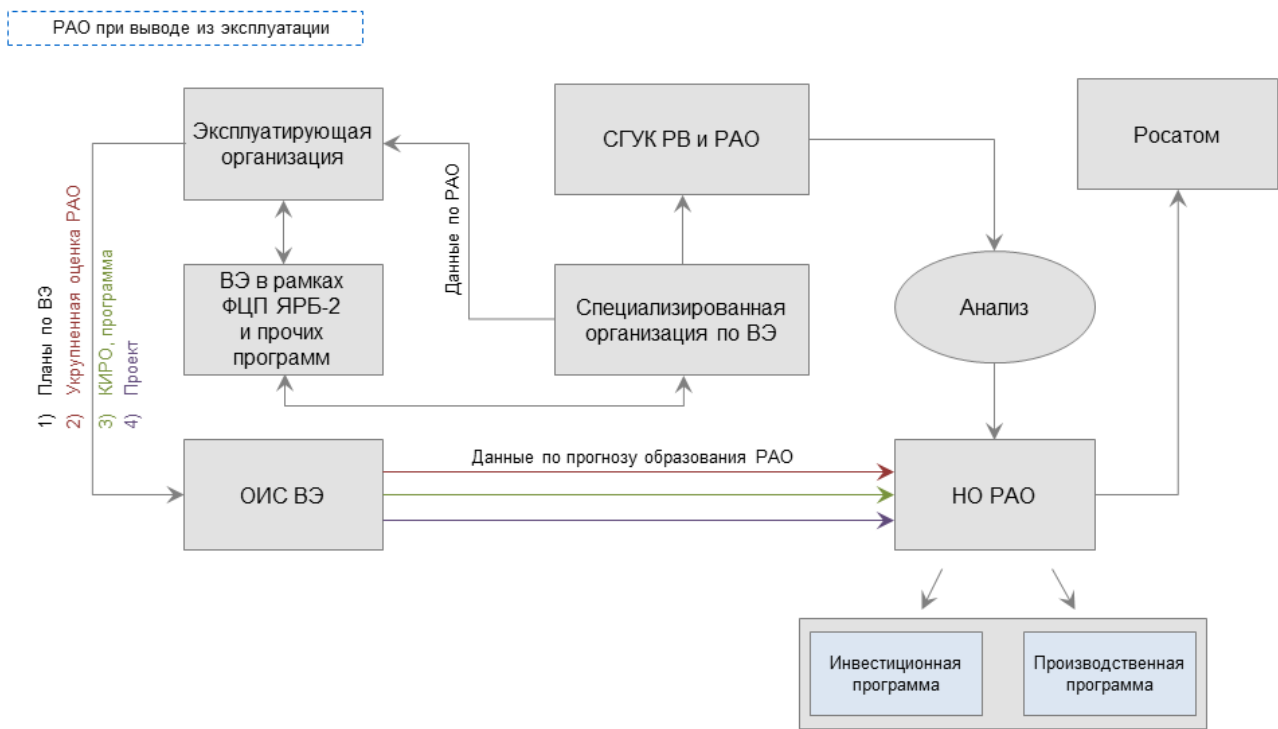


Рис. 3. Упрощенная модель планирования работ по обращению с РАО, образовавшимися при ВЭ

В России сейчас функционирует коммерческий завод (ЭКОМЕТ-С) по переработке радиационно-загрязненных металлов. Однако, особенностью его работы является то, что в конечном итоге получается металл для неограниченного использования, который в дальнейшем свободно реализуется на рынке. В итоге, получается ситуация, что у ЭО есть два выхода: или признавать образующийся металл РАО, кондиционировать и сдавать национальному оператору, или сдавать его в ЭКОМЕТ-С.

Анализ международной практики показывает, что такая модель обращения не является оптимальной, а решение захоранивать потенциально полезный материал выглядит не вполне логично (табл. 2).

Скорость накопления загрязненного металла только на атомных станциях при штатном режиме работы энергоблоков составляет порядка 1-2 тыс.т/год [6], а большое количество металла будет образовываться также при выводе энергоблоков из эксплуатации, например, их объем при ВЭ одного энергоблока мощностью 1000 МВт будет составлять не менее 15 тыс. т. Всего же

за время существования в России атомной отрасли накоплено более 600 тысяч тонн подобных отходов [7].

Экономика и регулирование в рамках текущей модели, а также технические характеристики существующего завода по переработке (максимальные мощность - 1000 т/год) не дают принципиально иного решения по обращению с таким объемом отходов, кроме как захоронение.

Одним из наиболее перспективных сценариев видится подход к таким металлам как к потенциальному источнику сырья для нужд атомной промышленности. Для реализации этого сценария необходимо создать производства по переработке и фабрикации изделий, которые могут быть востребованы в отрасли. Отметим, что в такой модели практически полностью ликвидируются затраты на обращение с РАО, связанные с захоронением.

Номенклатура производимых изделий в первую очередь может быть ограничена потребностями отрасли и технологическими возможностями производства. Анализ международного опыта показывает, что перспективными могут быть следующие варианты:

Таблица 2. Производственные мощности предприятий по переработке загрязненного металла

Предприятие, страна	Производственные мощности	Продукция и область её использования
Siempelcamp, Германия	*	Слитки, экраны, контейнеры для повторного использования в атомной промышленности. До 5% - свободное использование
Studsvik, Швеция	1000 т/год	Слитки – свободное использование. Слитки – промежуточное хранение, захоронение.
BNFL, Великобритания	~7800 т/год	Слитки для повторного использования в атомной промышленности.
Duratek, США	2000 т/год	Экраны, физическая защита для повторного использования в атомной промышленности.
ЭКОМЕТ-С, Россия	До 5000 т/год	Слитки – свободное использование. Слитки – промежуточное хранение.
* Данные отсутствуют.		

- металлические упаковки для обращения с РАО или компоненты для них (вкладыш и др.);
- металлическая крошка для строительных нужд и как материал для улучшения защитных свойств бетонных контейнеров;
- металлическая арматура для использования при строительстве ПЗРО, контейнеров и пр.
- При реализации такой модели обращения с металлами можно выделить положительные эффекты (таблица 3). Стоит отметить, что также будут сокращаться затраты на строительство ПЗРО, так как если вовлечь большие объемы металлических отходов, для них не потребуется место в ПЗРО.

Для проработки реализации подобной модели обращения с металлическими радиационно-загрязненными металлами, в том числе оценки экономической перспективности и потенциальных положительных эффектах, необходимо организовать широкомасштабные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

### Анализ существующих контейнеров для РАО

Для обращения с РАО используется широкая номенклатура упаковочных комплектов [9]. Наиболее популярный защитный материал – бетон, из которого выполнены контейнеры типа НЗК (таблица 4). Так же используются тонкостенные металлические контейнеры типа КМЗ, КРАД и др. (таблица 5).

Важно отметить, что практика использования существующих контейнеров зачастую не является оптимальной по ряду показателей (заполненному объему, массе и др.). Все эти факторы в конечном итоге влияют на экономическую модель обращения с РАО.

Анализ зарубежного опыта по обращению с РАО демонстрирует широкое использование многоцелевых толстостенных металлических (для РАО класса 1 и 2), многослойных и легких (для РАО класса 4) гибких упа-

ковок [10]. Немецкие и американские компании применяют различные методы частичной дезактивации радиационно-загрязненного металла для изготовления, в том числе контейнеров для РАО.

В связи с этим можно выделить четыре перспективных направления, по которым можно организовать работы по обновлению парка контейнеров в России для задач обращения с РАО:

- вовлечение в производство металлических контейнеров накопленного и вновь образующегося загрязненного металла;
- использование загрязненного металла при производстве бетонных контейнеров (крошка или арматура) для повышения защитных свойств;
- использование металлических толстостенных контейнеров для РАО класса 2 и 3, в том числе с использованием загрязненного металла.

Возможность применения толстостенных металлических контейнеров в России до последнего времени широко не рассматривалась. С учетом явной выгоды при использовании таких упаковок за счет того, что металл имеет более высокие поглощающие способности [11], необходимо также рассмотреть технико-экономическую составляющую при их использовании.

### Оценка радиационной составляющей от металлических контейнеров

В научной литературе уже обсуждался вопрос о возможном использовании загрязненного металла в контексте данной работы [12]. Проведенные оценки радиационной безопасности при обращении с контейнерами, выполненными из загрязненного металла, показали, что уровни загрязнения могут достигать 1 кБк/г по активности Cs-137 (таблица 6 и рисунок 4). Критерий, по которому проводилась оценка, – требования по радиационной безопасности при транспортировании РАО [13].

Таблица 3. Положительные эффекты и новые затраты для ЭО при реализации новой модели

Положительные эффекты	Исключаются затраты на:	Дополнительные затраты на:
Дополнительные металлические контейнеры для обращения с РАО Сохранение парка действующих контейнеров	Кондиционирование Хранение Захоронение Контейнеризацию	Кондиционирование, хранение, захоронение вторичных РАО

Таблица 4. Характеристики контейнеров типа НЗК

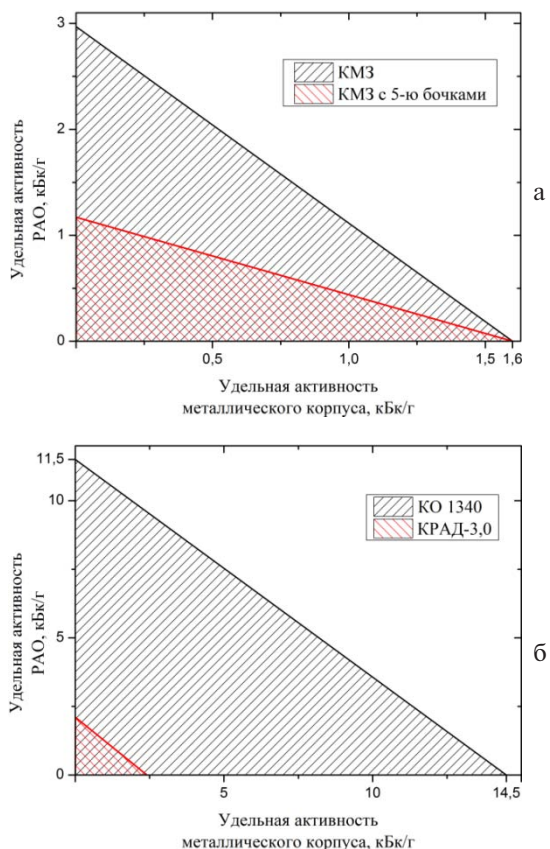
Основные модели и характеристики контейнеров			
Модель	НЗК-150-1,5П	НЗК-150-1,5П (С)	НЗК-Радон
Внутренний объем контейнера, м <sup>3</sup>	1,50	1,15	1,90
Толщина стенок, мм	150	150	110
Габаритные размеры, мм	1650x1650x1375	1650x1650x1375	1650x1650x1340
Масса, т	4,30	4,45	4,00
Масса с отходами, т	7,30	7,30	6,50

Таблица 5. Характеристики металлических контейнеров

Модель контейнера	Габаритные размеры, мм	Внутренний объем контейнера, м <sup>3</sup>	Материал контейнера	Толщина биологической защиты, мм
КМЗ	1650x1650x1370	3,1	Сталь	10
КРАД-2,7	2500x1200x940	2,7	Сталь	5
КРАД-1,3	1250x1250x880	13	Сталь	4

**Таблица 6.** Максимальные значения удельной активности корпуса контейнеров и РАО при транспортировке

Тип контейнера	Максимальная удельная активность, кБк/г	
	Металла	РАО
КО 1340	14,5	11,5
КМЗ	1,6	3,0
КМЗ (с 5-ю бочками)	1,6	2,4
КРАД-3,0	1,2	2,1



**Рис. 4.** Допустимая удельная активность РАО при их загрузке в контейнер с различной удельной активностью его корпуса: а – КМЗ, б – КО 1340 и КРАД-3,0

Однако, подобное использование переработанного металла может быть реализовано только после снижения требований по безопасности (предельных уровней удельной активности от 30 до 1000 раз), что позволит переводить вопрос о вторичном использовании металла в экономическую плоскость.

Дополнительным стимулом для развития этого направления являются последние оценки перспективности использования металлических контейнеров в целом [8].

По данным предварительных расчетных исследований, описанных в [8], продемонстрировано, насколько стенки контейнера, изготовленного из металла, может быть тоньше, чем у бетонного (при аналогичных габаритах), при условии обеспечения радиационной безопасности.

### Заключение

В настоящий момент идет переориентация системы обращения с РАО с концепции долговременного кон-

тролируемого хранения на концепцию захоронения. Основные составляющие новой системы либо создавались заново, либо существенным образом корректировались. В начале деятельности по созданию ЕГС РАО отсутствовал как практический опыт по захоронению РАО, так и полный объем требуемой информации по характеристикам РАО и условиям их размещения. Это привело к тому, что в ряде случаев были приняты не оптимальные решения, выразившиеся как в организационных решениях, так и в нормативно-правовых требованиях. Среди наиболее актуальных проблем нормативно-правового характера для АО «Концерн Росэнергоатом» стоит выделить проблематику сооружения ПЗРО для ОНРАО на площадках эксплуатирующей организации, а также проблематику классификации удаляемых РАО.

Непосредственно технологические операции обращения с РАО также могут быть оптимизированы, в том числе и за счет применения оптимизированных контейнеров, для изготовления которых может использоваться в том числе и радиационно загрязненный металл.

### Список литературы

1. Постановление Правительства РФ от 19 ноября 2012 г. № 1185 «Об определении порядка и сроков создания единой государственной системы обращения с радиоактивными отходами»
2. Линге И.И., Самойлов А.А. Возможности оптимизации нормативного регулирования единой государственной системы обращения с радиоактивными отходами // Вопросы радиационной безопасности, 2016, № 4 (84), С. 12-20
3. Дорофеев А.Н., Линге И.И., Самойлов А.А., Шарафутдинов Р.Б. К вопросу финансово-экономического обоснования повышения эффективности нормативной базы ЕГС РАО // Радиоактивные отходы, 2017. № 1 С. 23-32.
4. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31 января 2012 г. N 67 г. Москва «Об утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Основные правила учета и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов в организации»
5. Постановление Правительства РФ от 19 октября 2012 г. № 1069 «О критериях отнесения твердых, жидких и газообразных отходов к радиоактивным отходам, критериях отнесения радиоактивных отходов к особым радиоактивным отходам и к удаляемым радиоактивным отходам и критериях классификации удаляемых радиоактивных отходов»
6. Проблемы ядерного наследия и пути их решения. Развитие системы обращения с радиоактивными отходами в России. – Под общей редакцией Большова Л.А., Крюкова О.В., Лаверова Н.П., Линге И.И. – Москва: 2013.- 392 с. – Т.2.
7. П.И. Черемисин Обращение с металлическими отходами, загрязненными радиоактивными веществами. Рециклинг отходов 2008 апрель №2(14), с.2-5.
8. М.В. Радченко, Л.А. Кормилицына, Ю.И. Матюнин, В.Г. Могулян Многоцелевые упаковки для радиоактивных отходов // Радиоактивные отходы.-2017.-№1.
9. Гатауллин Р.М. Контейнеры для радиоактивных отходов низкого и среднего уровней активности: монография / Р.М. Гатауллин, Н.Н. Давиденко, Н.В. Свиридов и др.; под ред. В.Т. Сорокина. – М.: Логос, 2012. – 256 с. + ил.
10. H.M. Saleh (2013) Composite Materials for the Improvement of Radioactive Waste Containers: Structures and Characterization. J Nucl Ene Sci Power Generat Technol S1-006. doi:10.4172/2325-9809.S1-006
11. Машкович В.П., Кудрявцева А.В. Защита от ионизирующих излучений: Справочник – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 496 с.:ил.
12. Блохин П.А., Ванев Ю.Е., Панченко С.В. Оценка возможности повторного использования металлических радиоактивных отходов в атомной промышленности. Атомная энергия, т. 117, вып.2, с. 81-85.
13. Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов НП 053-04.

# СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К КОМПЛЕКСАМ ПЕРЕРАБОТКИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ РАО ДЛЯ ВНОВЬ СТРОЯЩИХСЯ АЭС

*Адамович Д.В., Валов Д.А., Зинин А.В., Матвеев А.А.,  
Тедиашвили В.В.*

*АО «НИКИМТ-Атомстрой», Москва*

## Введение

Стандартные подходы при обращении с радиоактивными отходами (РАО) и их хранении, применяемые в существующих комплексах переработки и хранения не всегда полностью отвечают действующим требованиям экологической и радиационной безопасности.

По состоянию на начало 2018 года на 10 атомных станциях РФ в промышленной эксплуатации находятся 35 энергоблоков: 18 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР (из них 12 энергоблоков ВВЭР-1000, один ВВЭР-1200 и 5 энергоблоков ВВЭР-440 различных модификаций); 15 энергоблоков с канальными реакторами (11 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000 и 4 энергоблока с реакторами типа ЭГП-6); 2 энергоблока с реакторами на быстрых нейтронах (БН-600 и БН-800).

На текущую дату более 75% блоков АЭС имеют либо продленный ресурс эксплуатации, либо его будут продлевать. Если говорить о других объектах использования атомной энергии (ОИАЭ), то подавляющая часть их имеют срок эксплуатации более 40 лет. При создании этих всех объектов принята практика долговременного хранения отходов и отложенного решения по вопросу их окончательной изоляции.

Отечественный и международный опыт показывает, что основной задачей при обращении с РАО для ОИАЭ становится необходимость окончательной изоляции кондиционированных РАО, образующихся в результате производственной деятельности предприятий и вывода из эксплуатации ОИАЭ.

## Основные требования действующей нормативной базы

Первые отечественные предприятия по обращению с радиоактивными отходами созданы в 1960-х годах и срок эксплуатации многих из них уже истекает.

В 2005 году Российская Федерация подписала и ратифицировала Объединенную конвенцию МАГАТЭ о безопасности обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ) и о безопасности обращения с РАО.

Принятый в июне 2011 года в силу федеральный закон №190 «Об обращении с радиоактивными отходами» [1] законодательно закрепил принцип обязательного захоронения РАО. Федеральный закон «Об обращении с радиоактивными отходами» позволил приступить к решению проблемы замыкания жизненного цикла ОИАЭ и обеспечить безопасное конечное хранение РАО в соответствии со всеми требованиями международной и отечественной нормативной базы. Действующая нормативная база в Российской Федерации позволяет при создании комплексов по обращению с РАО и ОЯТ обеспечивать все требования безопасности на самом высоком уровне.

В соответствии с 190 ФЗ создан Национальный оператор по обращению с РАО- единственная организа-

ция, уполномоченная вести деятельность по окончательной изоляции РАО, а также другие связанные с этим функции

Национальный оператор не занимается переработкой, транспортированием радиоактивных отходов и их временным хранением. Эти функции переданы специализированным организациям (ФГУП «РосРАО», ФГУП «РАДОН» и др.) или остаются в ведении эксплуатирующей организации.

Нормативный документ НП-093-14 «Критерии приемлемости радиоактивных отходов для захоронения» [2] определил общие критерии приемлемости радиоактивных отходов для захоронения, требования к установлению критериев приемлемости РАО для захоронения в определенный пункт захоронения РАО; требования к подтверждению соответствия РАО критериям приемлемости для захоронения; требования к паспорту РАО, передаваемых на захоронение.

В течении последующих четырех лет основная часть нормативной базы была откорректирована в соответствии с требованиями НП-093-14. Следовательно, потребовалось изменить требования к созданию самих комплексов по переработке ТРО и ЖРО.

Ранее при создании АЭС и других ОИАЭ степень переработки РАО была не велика и объем перерабатываемых РАО определялся наличием установок и действующей транспортно-технологической схемой на предприятии. В настоящее время при создании комплексов переработки РАО должны учитываться объемы как образующихся (эксплуатационных) РАО, так и объемы РАО, образующиеся при продлении сроков эксплуатации и вывода из эксплуатации ОИАЭ.

## Текущее состояние проблемы

В настоящее время комплексы по обращению с РАО на АЭС РФ используют технологии, обеспечивающие безопасное обращение с РАО на всех этапах начиная с процессов сбора, сортировки и транспортирования до переработки и получения конечной упаковки для передачи Национальному оператору. При этом конечный продукт в виде кондиционированных РАО обеспечивает надежную изоляцию содержащихся в них радионуклидов от окружающей среды в течение необходимого срока изоляции.

При проектировании АЭС оценивался объем образующихся на объекте РАО и проектировались под эти данные установки переработке РАО и система хранилищ РАО. Количество РАО, образующихся в процессе эксплуатации оказывается существенно больше, чем планировалось на этапе проектирования. На многих площадках эксплуатирующих организаций не хватает площадей для хранения как кондиционированных, так и не кондиционированных РАО.

Создание РосРАО и Национального оператора в определенной степени смягчило проблему переработки и хранения РАО, но не решило проблему кондиционирования РАО на площадках эксплуатирующих организаций. Создание на ОИАЭ отдельных комплексов по переработке ЖРО или ТРО в какой-то мере решало проблему, но не позволяло создать комплексы полного цикла переработки РАО.

В таблице показано наличие комплексов по переработке РАО на действующих АЭС. [3]. На рис. 1 показана степень заполнения хранилищ РАО на российских АЭС: отдельно хранилища ЖРО, отдельно хранилища ТРО и отдельно хранилища ОИОС, пульп. Как видно

Таблица

АЭС	УСТАНОВКИ								
	ЖРО					ТРО			
	Ионоселективная очистка	Глубокое упаривание	Цементирование ИОС, КО	Битумирование КО	Сжигание	Прессование	Фрагментация, измельчения	Цементирование золы, ТРО	Плавление теплоизоляции и алюминия
Балаковская	×	√	×	√	√	√	×	√	×
Белоярская	2022	×	2022	×	√	2020	2020	×	×
Билибинская	×	×	×	×	×	2017	×	×	×
Калининская	×	×	×	√	√	√	√	√	×
Кольская	√	×	√	×	√	√	√	×	×
Курская	2019	×	2019	×	√	√	2019	×	√
Ленинградская	2019	×	2019	√	√	√	√	×	×
Нововоронежская	×	√	×	×	×	√	×	×	×
Ростовская	×	×	√	×	√	√	×	√	×
Смоленская	√	×	√	×	√	√	√	×	×
ОДИЦ	×	×	×	×	√	×	×	×	×

√ - действующие установки  
 √ - в резерве  
 2017 - идет сооружение (указан срок ввода в эксплуатацию)  
 2020 - идет проектирование (указан прогнозный срок ввода в эксплуатацию)  
 × - не требуется



Рис. 1. Степень заполнения хранилищ РАО на АЭС

из приведенных данных степень заполнения хранилищ на многих АЭС приближается к вызывающим опасения значениям.

### Комплексный подход к переработке РАО

В отрасли на сегодняшний день, по-нашему мнению, существуют два подхода в части переработки РАО АЭС:

1.2.4. Обращение с РАО, подготовка и вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

Создание региональных центров по переработке и кондиционированию РАО

Создание комплексов по переработке РАО непосредственно на АЭС.

Опыт создания универсальных комплексов переработки показал их высокую эффективность. В 2009 году для обеспечения переработки дополнительных объемов

РАО, обусловленных продлением сроков эксплуатации действующих блоков Курской АЭС, принято решение об объединении в единый комплекс полного цикла переработки РАО следующих объектов:

1 — комплекс по переработке твердых РАО (КП ЖРО)

2 — комплекс по переработке жидких РАО (КП ТРО)

3 — хранилище переработанных РАО (ХП РАО)

К преимуществам такого подхода относится отсутствие необходимости перевозки не кондиционированных РАО и возможность минимизации РАО на технологических операциях обращения с РАО. К недостаткам следует отнести необходимость иметь большие площади для хранения РАО.

При создании комплекса по переработке и хранения РАО использован опыт создания комплексов по переработке РАО на Игналинской, Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС. В технологические решения проектной документации заложены практически все последние разработки в части технологии обращения с РАО..

На КП ЖРО поступают на переработку следующие виды ЖРО: пульпы ОИОС, перлита, солевые растворы (кубовый остаток, промывочные растворы КМПЦ, растворы выпарных установок, трапные воды и др.

Для переработки ЖРО в основном используют два метода:

- метод ионоселективной сорбции радионуклидов из ЖРО с последующим концентрированием очищенного от радионуклидов раствора и получением нерадиоактивных сухих солей.
- метод отверждения ЖРО посредством включения их в цементную матрицу, позволяющий перевести ЖРО в форму безопасную при хранении, транспортировании и захоронении.

Для переработки ТРО как правило используются методы:

- абразивной дезактивации
- электрохимической погружной дезактивации
- термической переработки ТРО
- пленочной дезактивации
- прессования (для уменьшения объемов ТРО).

На КП ТРО впервые применены технология пиролиза отработавших ионно-обменных смол (ОИОС) и технология электрохимической дезактивации с отверждением образующегося раствора.

Пиролизная технология изначально создана для переработки жидких органических отходов, образующихся в процессе переработки ОЯТ для повторного использования. [5,6] Типичный случай ее применения — утилизация отработавших растворителей - трибутилфосфата в смеси с керосином. На текущий момент в мире созданы всего несколько установок пиролиза ОИОС.

Установки пиролиза трибутилфосфата сооружены во Франции (AREVA La Hague), Бельгии (BELGOPROCESS Dessel) и Японии (JNFL Rokkashomura). Японская установка находится в эксплуатации. Бельгийская установка в 2016 году прекратила работу, поскольку все запасы трибутилфосфата, образовавшиеся при эксплуатации объектов Eurochemic, успешно переработаны.

На КП ТРО создаваемая установка пиролиза будет использовать технологию низкотемпературного пиролиза (температура не превышает 460°C). Создаваемая установка базируется на технологии, разработанной немецкой компанией NTES. ОИОС поступают в здание



Рис. 2. Общий вид установки пиролиза

КП ТРО из хранилищ Курской АЭС по трубопроводной эстакаде в приемные, в которых они обезвоживаются. Обезвоженные ОИОС подаются на переработку в пиролизный реактор. В реакторе (поддерживается разрежение) происходит полное термохимическое разложение смол. Газообразные соединения, а также твердые частицы (пиролизат/коксый остаток) выходят из реактора и подаются на фильтры горячего газа. Коксовый остаток после пиролиза сбрасывается в емкости сбора, после чего дозируется в 100-литровую бочку.

Технология электрохимической дезактивации КП ТРО заключается в том, что на обрабатываемую деталь, погруженную в ванны с электролитом, подается ток; при этом с поверхности детали посредством анодирования снимается тонкий слой металла.

Деталь, закрепленная на раме, присоединяется к положительному полюсу источника тока. Малогабаритные МРАО погружаются ванну в специализированной корзине. При подаче тока с обрабатываемой поверхности снимаются ионы металла (вместе с радиоактивным загрязнением). Все операции с дезактивируемыми МРАО проводятся с помощью дистанционно-управляемыми механизмами.

По мере насыщения металлом электролита производится его замена. Отработавший электролит откачивается из ванн в сборные емкости и проводится его отверждение с помощью специального раствора. В процессе переработки образуется твердый порошкообразный продукт, который упаковывается в бочки.

Технологические комплексы по переработке РАО на Курской АЭС спроектированы таким образом, что на выходе из них образуется конечная упаковка пригодная для долговременного хранения в соответствии с требованиями НП-093-14.

Хотелось бы остановиться на перспективных технологиях, которые начинают использовать в практике переработки РАО.

В последнее время в мировой практике широко используется метод заключения ОИОС в полимерную матрицу. В АО «НИКИМТ-Атомстрой» создан прототип опытно-промышленных установки омоноличивания методом включения в полимерную матрицу. [7]

Радиоактивные ОИОС отфильтровываются от свободной влаги и подвергаются воздействию (сушке) ЭМП СВЧ диапазона до стабилизации массы, объема и влажности. Осушенный сорбент смешивается с полимерным матричным материалом на основе эпоксиэпидиановой смолы и олигомера диоксибензола до образо-



вания однородного компаунда. После перемешивания компаунд выдерживается до отверждения. Время набора эксплуатационной прочности компаунда зависит от применяемого отверждающего агента.

Полученный компаунд обладает необходимой прочностью, водостойкостью, высокой радиационной стойкостью. Степень наполнения компаунда по ИОС составляет 50,0÷85,0%. Коэффициент сокращения объема составляет в среднем в 2 раза (Исходные ОИОС к компаунду). В дальнейшем образовавшийся компаунд, размещенный в контейнере (бочке) помещается в конечную упаковку (контейнер КМЗ или НЗК), обеспечивающую продолжительное и безопасное хранение РАО.

В АО «НИКМТ-Атомстрой» ведутся работы по созданию технологии малореагентной дезактивации МРАО и пластиковых ТРО. Метод характеризуется высокой эффективностью удаления диффузионных радиоактивных загрязнений и малым количеством вторичных РАО. Предлагается метод поверхностной и погружной дезактивации металлических ТРО с использованием нового класса соединений на основе иммобилизованных окислителей с измененной кинетикой химических реакций в комбинации с ультразвуковым излучением. [8]

Применяемый класс окислителей позволяет растворять диффузный слой нержавеющей стали со скоростью до 50мкм/час. Метод дезактивации обладает свойством самозатухания. Отработавший раствор может быть легко нейтрализован и переведен в твердую фазу. В рамках поискового НИР испытание метода производилось на площадке Курской АЭС.

За рубежом проводятся аналогичные работы [9].



Рис. 3. Общий вид экспериментальной установки электрохимической дезактивации фирмы Siempelkamp

## Выводы

1. Опыт развития атомной отрасли показывает, что проблема эффективной переработки и безопасного хранения РАО, образующихся на различных этапах со временем станет только острее.

2. Для переработки и перевода РАО в безопасное состояние потребуются создания большого количества комплексов переработки. Естественными трендами при создании таких комплексов будет поиск технологически простых, но высокоэффективных методов переработки.

3. В части разработки научных основ создания таких методов Российская Федерация по-прежнему в авангарде, но при внедрении научных разработок происходит существенное отставание.

## Список литературы

1. Федеральный закон №190 «Об обращении с радиоактивными отходами»
2. НП-093-14 «Критерии приемлемости радиоактивных отходов для захоронения»
3. Стахив М.И. Опыт обращения с РАО на АЭС АО «Концерн Росэнергоатом». М. Труды «Атомэко-2017».
4. Адамович Д.В., Валов Д.А., Зинин А.В., Матвеев А.А. Создание комплекса по переработке РАО на Курской АЭС, М. Труды «МНТК НИКИЭТ-2018»
5. Валов Д.А. Опыт АО ИК «АСЭ» по выводу АЭС из эксплуатации на примере работы дочерней компании NUKEM Technologies М. Труды «Атомэко-2017».
6. Материалы семинара «Использование комплексных решений при реализации проектов в области вывода из эксплуатации и обращения с ОЯТ и РАО на ядерных и радиационно опасных объектах Госкорпорации «Росатом», 6 - 8 декабря 2011 года, город Альценау (Германия)
7. Патент РФ № 2597916 Полимерный матричный материал для кондиционирования низко- и среднеактивных отработанных ионообменных смол ,
8. Максимец В.А. Перспективы применения нанокавитантов в атомной промышленности/Сборник тезисов 7-й международной научно- технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, ВНИИ АЭС, 26-27 мая 2010
9. Amanda Doyle, Siempelkamp develops new process for nuclear decontamination, The chemical engineer, www.thechemicalengineer.com, 14th March 2018

## СООРУЖЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ КУРСКОЙ АЭС

*Зеркаль Д.Г.  
ВАО АЭС-МЦ*

### Введение

Комплекс по переработке радиоактивных отходов (КП РАО) входит в систему обращения с радиоактивными отходами Курской АЭС и предназначен для переработки на современном уровне жидких и твердых радиоактивных отходов, хранящихся на АЭС и образующихся при эксплуатации и реконструкции блоков, а также временного хранения переработанных отходов.

Переработка РАО организована с целью перевода их в форму, безопасную при хранении, транспортировании и захоронении.

### Разрешительные и лицензионные документы

- Решение № КуАЭСР-87К(1.39)2009 о корректировке перечня объектов капитального строительства инвестиционной программы, финансируемой Концерном. Объединить инвестиционные проекты КП ЖРО, ХП РАО, КП ТРО в один инвестиционный проект КП РАО.
- Положительное заключение государственной экспертизы №563-15/ГГЭ-9118/02 представленной проектной документации КП РАО.

- Лицензия Ростехнадзора на сооружение КП РАО от 27.02.2015 №ГН-02-205-2988.
- Разрешение ГК «Росатом» на строительство №RU46303000-207 от 08.05.2015. Срок действия разрешения до 31.12.2019.
- Решение №Г.А.1.2.4-4 от 30.09.2015 о включении инвестиционного проекта КП РАО в инвестиционную программу Концерна в связи с утверждением проектной документации. Исключить из ДИП инвестиционные проекты КП ЖРО, ХП РАО, КП ТРО.

### **Генеральный проектировщик. Участники сооружения проекта: основные строительные, монтажные и наладочные организации**

- Генеральный проектировщик КП РАО – ОАО «Атомэнергопроект»,
- Проектировщик КП ТРО – ОАО Сосновоборский проектно-изыскательский институт «ВНИПИЭТ»,
- Разработчик основных технологических решений и оборудования КП ЖРО – ОАО «СвердНИИхиммаш»
- Генеральный подрядчик – ОАО «НИКИМТ-Атомстрой»,
- Пуско-наладочная организация – Смоленский филиал «Атомтехэнерго»

### **История проекта. Изменения проекта на этапах до его утверждения. Основные проектные решения. Срок службы проектируемых сооружений**

Первоначально КП ЖРО являлся самостоятельным объектом, в связи с чем, в 2003 году был разработан Рабочий проект «Курская АЭС. Комплекс переработки жидких радиоактивных отходов (КП ЖРО)».

В 2006 году рабочий проект был откорректирован в соответствии с изменением требований действующих нормативных документов.

Протокол №69 «Утверждение рабочего проекта «Курская АЭС. Комплекс переработки жидких радиоактивных отходов (КП ЖРО)» 06.06.2007 года был утвержден Заместителем руководителя Федерального агентства по атомной энергии В.В. Травинным.

Было принято решение строительство Производственного корпуса КП ЖРО осуществлять на фундаментной плите с подвалом, выполненных на площадке в 1989 - 1990 гг. в составе Комплекса битумирования Курской АЭС. С 1990г. строительство Комплекса битумирования было приостановлено.

По результатам обследования техническое состояние фундаментной плиты производственного корпуса было оценено как «работоспособное».

Протоколом технического совещания по уточнению состава и организации работ по сооружению КП ЖРО Курской АЭС №КуАЭСП-592К07 от 06.02.2007, утвержденного техническим директором Концерна, принято решение по корректировке проекта КП ЖРО в части прямого (без бочек) розлива цементного компаунда в контейнеры НЗК.

### **Состав КП РАО**

В состав КП РАО входят следующие здания и сооружения:

- КП ЖРО – комплекс переработки ЖРО – производственный корпус, служебно - бытовой блок, склады

упаковок с соевым продуктом, тары, цемента, реагентов, эстакада трубопроводная ХЖТО III-КП ЖРО-ХЖО-2.

- ХП РАО – хранилище переработанных РАО с производственным блоком, вспомогательным блоком и эстакадой;
- КП ТРО – комплекс переработки ТРО - производственный корпус, крытая и открытая эстакады технологических трубопроводов.
- Вспомогательные объекты:
  - блочно-модульная электростанция для снабжения объектов КП РАО паром;
  - здание ЗРУ-6 кВ с комплексом сооружений;
  - модульные компрессорные станции для снабжения объектов КП РАО сжатым воздухом;
  - склад едкого натра и азотной кислоты для снабжения объектов КП РАО азотной кислотой и едким натром;
  - инженерные сети, подъездные пути.

### **Комплекс переработки жидких радиоактивных отходов (КП ЖРО) Курской АЭС**

Производственный корпус КП ЖРО имеет размеры в плане 145,15 × 48,0 (42,0) м и разбит деформационными швами на три секции. Для возможности организации транспортного въезда между осями И-К, часть здания между осями 1 - 16/2 (размерами 96,55 × 48,00) смещена в плане по отношению к части здания между осями 17-25 (размерами 48,0 × 42,0 м) на 3,5 м

В производственном корпусе размещены:

- установка ионоселективной очистки;
- установка цементирования;
- промежуточное хранилище переработанных РАО и отработавших фильтр-контейнеров;
- узел дезактивации оборудования;
- комплексная радиохимическая лаборатория;
- системы инженерного обеспечения комплекса.

Жидкие радиоактивные отходы: пульпы ИОС, перлита, солевые растворы (кубовый остаток, промывочные растворы КМПЦ, растворы выпарных установок и доочистки) поступают в производственный корпус в четыре емкости вместимостью 30 м<sup>3</sup> каждая по трубопроводам, расположенным в эстакаде.

#### **Установка ионоселективной очистки ЖРО**

Установка ионоселективной очистки ЖРО предназначена для очистки осветленной части солевого раствора и растворимых в воде осадков из емкостей хранения накопленных кубовых остатков и вновь образующихся в процессе эксплуатации АЭС от радионуклидов <sup>60</sup>Со и других переходных металлов, а также <sup>134</sup>Cs, <sup>137</sup>Cs и упаривания очищенного от радионуклидов солевого раствора до состояния «сухих» солей.

Установка ионоселективной очистки ЖРО состоит из следующих блоков, систем, узлов и установок:

- установки генерации озона;
- блока озонирования ЖРО;
- блока предварительной фильтрации ЖРО;
- блока мембранной фильтрации ЖРО;
- блока ионоселективной очистки ЖРО;
- узла получения сухих солей;
- системы дожигания озона;
- блока сбора и передачи шлама;
- системы регенерации фильтров;
- системы газоочистки;

- системы затворной жидкости;
- системы корректировки рН;
- системы пробоотбора.

Установка генерации озона предназначена для получения озона с целью его дальнейшего использования в качестве окислителя органической составляющей растворов ЖРО в УИСО и представляет собой автономную систему оборудования, включающую:

- систему оборудования для производства сжатого воздуха, представляемой модулем компрессорной станции (контейнер для производства сжатого воздуха);
- систему получения кислорода, представляемой модулем генераторов кислорода (контейнер с оборудованием для производства кислорода);
- систему генерации озона.

Блок озонирования предназначен для обработки раствора ЖРО озono-кислородной смесью и подготовки раствора к фильтрации. При обработке ЖРО озono-кислородной смесью органические комплексы, удерживающие радионуклиды  $^{60}\text{Co}$  и образующие с водой ЖРО истинный раствор, под воздействием озона окисляются и разрушаются, создавая нерастворимые соединения кобальта, которые выпадают в осадок и могут быть отфильтрованы. Одновременно с этим под воздействием озона идет процесс разложения растворенного в ЖРО аммиака.

Блок предварительной фильтрации ЖРО предназначен для выведения из ЖРО основной массы (до 98 %) механических примесей, образовавшихся в результате озонирования, содержащих радионуклиды  $^{60}\text{Co}$  и других переходных металлов.

- В основе – две линии по два фильтра предварительных для улавливания тонкодисперсных механических примесей.

Блок мембранной фильтрации ЖРО предназначен для гарантированного выведения из раствора ЖРО образовавшихся в результате озонирования шламов, содержащих радионуклиды  $^{60}\text{Co}$  и других переходных металлов.

- В основе - мембранные фильтры для очистки ЖРО от гетерогенных микропримесей с применением микрофильтрационных мембран

Блок ионоселективной очистки предназначен для очистки растворов ЖРО от радионуклидов  $^{134}\text{Cs}$  и  $^{137}\text{Cs}$  на ферроцианидном сорбенте и включает три линии очистки и фильтры–контейнеры.

- Линии очистки – для обеспечения работы фильтров–контейнеров, их перемещения из положения загрузки – выгрузки в рабочее положение и обратно, а также для локализации возможных протечек.
- Фильтры–контейнеры предназначены для очистки солевого раствора от радионуклидов  $^{134}\text{Cs}$  и  $^{137}\text{Cs}$  и кондиционирования сорбента с набранной активностью. Фильтр–контейнер представляет собой сборку, состоящую из наружного защитного контейнера и расположенного внутри него фильтра, заполненного ионоселективным сорбентом «Термоксид-35».

Блок получения сухих солей предназначен для выпаривания очищенного от радионуклидов солевого раствора до сухих солей с целью значительного уменьшения объема общепромышленных отходов.

- Нерadioактивный солевой продукт затаривается в 200 литровые металлические бочки БС 1А2-200 ГОСТ 13950-91 и направляются на временное хранение в промежуточный склад упаковок с соевым продуктом в составе КП ЖРО и далее согласно схеме принятой на Курской АЭС.

Система дожигания озона предназначена для поддержания в приемных емкостях необходимого разрежения, охлаждения сдувок из приемных емкостей, их очистки от радиоактивных аэрозолей и каталитического разложения, не прореагировавшего озона.

- В основе системы аппараты каталитического разложения озона и аэрозольные фильтры тонкой очистки ФАРТОС Ц-500.

Система сбора и передачи шлама предназначена для сбора и накопления механических и шламовых осадков, их декантации и передачи в систему кондиционирования установки цементирование.

Система регенерации фильтров предназначена для восстановления проходимости фильтрующих элементов предварительных и мембранных фильтров и удаления из фильтров накопленных механических примесей и шламов.

Система газоочистки предназначена для очистки сдувок из основного оборудования установки ионоселективной очистки ЖРО от радиоактивных аэрозолей и поддержания в нем необходимого разрежения (не менее 0,2 кПа).

- В основе системы - фильтры аэрозольные тонкой очистки «ФАРТОС Ц-500»

Система затворной жидкости (конденсата) к насосам установки ионоселективной очистки.

Система корректировки рН предназначена для поддержания баланса кислотности в приемных емкостях ИС01/7, ИС02/7 и емкостях пермеата ИС06/9, ИС07/9 в пределах необходимых для проведения процессов озонирования и ионоселективной очистки.

Система пробоотбора предназначена для контроля за ведением технологического процесса на установке ионоселективной очистки ЖРО путем отбора проб из емкостей и трубопроводов.

#### **Установка цементирования**

Установка цементирования предназначена для переработки жидких радиоактивных отходов, образующихся в процессе эксплуатации Курской АЭС, и вторичных отходов, образующихся при эксплуатации КП ЖРО, посредством включения радионуклидов в цементный компаунд.

Для выполнения указанного принципа в проекте реализованы следующие технические решения:

- для установки цементирования выбрана технология непрерывного смешения цемента с жидкой фазой в сильно турбулизированном слое. Подобное оборудование получило широкое применение в установках переработки ЖРО на АЭС в России и за рубежом.
- смеситель для смешения ЖРО с сухими замесами разработан на основании прототипа, известного и применяемого промышленности и обеспечивает смешение компонентов с получением гомогенного цементного компаунда;
- компоновочные решения, принятые при проектировании, обеспечивают беспрепятственную транспортировку ЖРО на всех участках трубопроводов и исключают образование застойных зон и расслаивание транспортируемых гетерогенных пульп при штатных режимах эксплуатации установки.

В качестве первичной упаковки для цементного компаунда использован контейнер железобетонный защитный невозвратный для твердых и отвержденных отходов (условное обозначение НЗК-150-1,5П) в исполнении 7 – Л.65.555.00.000-06, разработанный в со-

ответствии с требованиями сертификации по п.4.1.15 НП-002-04.

Назначенный срок хранения контейнера с цементным компаундом по ГОСТ Р 51824-2001 п.4.2. составляет не менее 50 лет.

Производительность установки цементирования — 1500 контейнеров в год. Режим работы установки — непрерывный. Количество смен в сутки — 3, продолжительность смены — 8 ч. Количество рабочих дней в году — 250.

- Вариант (основной) цементирования ЖРО (состав цементного компаунда при совместной переработке пульп фильтрматериалов, осадков из баков и резервуаров хранения кубового остатка, шламов с установки ионоселективной очистки, с использованием в качестве затворной жидкости — воды)

- Вариант цементирования ЖРО (состав цементного компаунда при переработке солевых концентратов, полученных после упаривания осветленной части кубового остатка, растворов ВУ и промывочных растворов КМПЦ)

Установка цементирования состоит из шести узлов:

- узла приема и выдачи ЖРО;
- узла концентрирования;
- узла приема и подачи сухих компонентов;
- узла цементирования;
- узла обращения с НЗК;
- узла вакуумирования и подачи затворной жидкости и промывной воды (конденсат).

Узел приема и выдачи ЖРО предназначен:

- для приема солевых растворов из хранилищ ЖРО и выдачи их на установку ионоселективной очистки;
- для приема осадков из баков хранения, шламов с установки ионоселективной очистки и установки сбора и перекачки спецстоков;
- для приема и выдачи пульп фильтрматериалов из хранилищ ЖРО;
- для приема и выдачи декантата из сосуда УЦС09 (УЦС49);
- для подготовки пульп, осадков и шламов и выдачи их в узел цементирования.

Узел концентрирования солевых растворов обеспечивает получение солевого концентрата требуемой концентрации и выдачу его на узел приема и выдачи ЖРО, а также очистку образующегося конденсата от аммиака и масла перед сбросом на СВО.

- В основе узла — испарители, предназначенные для концентрирования солевых растворов до 600 — 800 г/л. Производительность по исходному солевому раствору 500 л/ч.

Узел приема и подачи сухих компонентов на установку цементирования предназначен для приготовления смеси цемента с технологическими добавками и дозированной подачи полученной смеси на узел цементирования.

- Смесь цемента с технологическими добавками готовится в мерниках-смесителях вместимостью 6,3 м<sup>3</sup>, внутри которого параллельно стенке корпуса расположен шнек для перемешивания смеси. В качестве технологических добавок используется бентонитовая глина и известь. Соотношение цемент : технологические добавки — 10:1.
- Цемент и бентонитовая глина подаются в производственный корпус пневмотранспортом со склада цемента, известь в возвратных контейнерах со склада реагентов автотранспортом.

Узел цементирования обеспечивает прием ЖРО, прием сухой смеси, дозированную подачу ЖРО на смешивание, смешивание ЖРО с сухой смесью, получение цементного компаунда и выдачу полученного компаунда на расфасовку.

- В основе узла цементирования сосуда полной вместимостью 3,0 м<sup>3</sup> каждый, предназначен для приема смеси солевого концентрата с пульпой или приема солевого концентрата. Сосуд представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат (диаметр - 3000 мм, высота - 8820 мм). По оси корпуса сосуда установлено перемешивающее устройство. Для подвода воздуха на барботаж в сосуде предусмотрен сифон, а для подачи дезактивирующих растворов обмывочное кольцо. Снаружи корпуса сосуда предусмотрен змеевик, обогрев производится паром давлением 0,5 МПа.

- Смешивание сухой цементной смеси с соевым радиоактивным раствором производится в смесителях рабочей вместимостью 0,018 м<sup>3</sup>, которые представляют собой вертикальный цилиндрический аппарат непрерывного действия, выполненный по типу гипсомешалки. Производительность по цементному компаунду не более 1500 кг/ч.

Узел обращения с НЗК предназначен для проведения подъемно-транспортных операций с контейнером НЗК, формирования упаковки НЗК, отбора проб цементного компаунда и выдачи НЗК в узел отстоя упаковок и далее на установку паспортизации. В основе узла следующее оборудование:

- тележка (2400x1800) — для перемещения НЗК, клеток, бочек с переработанными РАО и сборников;
- установка приема и выдачи проб — для отбора проб цементного компаунда и формирования 4 образцов с целью передачи образцов в лабораторию;
- узел заполнения — для слива цементного компаунда из смесителя в контейнер НЗК-150-1,5П;
- транспортная система - для приема порожних НЗК, перемещения порожнего и заполненного НЗК между рабочими позициями транспортной системы и выдачи упаковки НЗК в узел отстоя упаковок. Состоит из 2 тележек, перемещающихся по рельсам, грузоподъемностью 8 тс;
- система обращения с пробкой — для установки пробки в заливочное отверстие контейнера;
- установка спектрометрическая УЦП1 — МКГ-01Д «САДОВНИК» — для радиационного контроля упаковки НЗК, взвешивания упаковки.

Узел вакуумирования обеспечивает удаление радиоактивных сдувок из технологических аппаратов, их очистку и транспортирование в венттрубу производственного корпуса, а также создание вакуумметрического давления при заборе пробы ЖРО.

Узел подачи затворной жидкости обеспечивает подачу по замкнутому контуру затворной жидкости в двойные торцовые уплотнения оборудования линии цементирования.

Узел подачи обмывочной воды обеспечивает промывку трубопроводов линии цементирования конденсатом.

### Узлы размыва, извлечения и выдачи ЖРО

Узлы размыва, извлечения и выдачи жидких радиоактивных отходов (ЖРО) из баков и резервуаров хранения ЖРО предназначены для полного извлечения ЖРО и их осадков из баков и резервуаров хранилищ

ХЖО-1, ХЖО-2, ХЖТО-II, УТБ Курской АЭС (далее КУР АЭС) и подачи ЖРО на переработку в комплекс переработки жидких радиоактивных отходов (далее КП ЖРО), в комплекс переработки твёрдых радиоактивных отходов (далее КП ТРО) или из бака (резервуара) в бак (резервуар) хранилищ.

На Курской АЭС предусмотрены баки и резервуары, расположенные в специально оборудованных хранилищах:

- на промплощадке I очереди – в хранилище жидких отходов (ХЖО-1, 2);
- на промплощадке II очереди – в хранилищах ХЖТО-II и УТБ.

Узел размыва обеспечивает выполнение следующих основных технологических операций:

- перемешивание ЖРО в баках вместимостью 1000 м<sup>3</sup> и резервуарах вместимостью 5000 м<sup>3</sup> с помощью погружных мешалок и откачивание суспензии из баков и резервуаров погружными насосами;
- транспортирование ЖРО из хранилищ по трубопроводным эстакадам в приёмные емкости КП ЖРО и КП ТРО при помощи установок винтовых насосов;
- размыв отложений со дна и стенок баков и резервуаров хранилищ при помощи очистителей;
- визуальный телевизионный контроль за работой оборудования, расположенного внутри баков и резервуаров.

Производительность узла размыва равна 20 м<sup>3</sup>/ч (определяется производительностью насосного оборудования).

### **Комплекс переработки твердых радиоактивных отходов (КП ТРО) Курской АЭС**

Комплекс переработки ТРО состоит из подземной и надземной частей. Надземная часть с габаритами в плане 61,0 × 114,0 м расположена между осями 1-20, А-М. Между осями 1-8, 16-20, А-М здание трёхэтажное, между осями 8-16, А-М – четырёхэтажное. Высота каждого этажа 6,0 м.

Основные этажи располагаются на относительных отметках (уровень чистого пола) минус 4,700; 0,000, +6,000; +12,000, +18,000.

На КП ТРО перерабатываются РАО:

- очень низкоактивные радиоактивные отходы (ОН-РАО), низкоактивные отходы (НАО) и среднеактивные отходы (САО);
- металлические радиоактивные отходы (МРАО) и отходы сложного морфологического состава;
- теплоизоляционные отходы;
- отходы кабеля;
- пластикат;
- фильтры систем спецвентиляции;
- жидкие горючие радиоактивные отходы (ЖГ РАО);
- отработавшие ионообменные смолы (ИОС).

Для обращения с ТРО в КП ТРО предусмотрены:

- участок приема ТРО;
- участок фрагментации и сортировки ТРО (включая установку разделки кабеля, фильтр-пресс и установку размельчения пластиката);
- участок дезактивации;
- участок прессования;
- участок термической переработки ТРО с системой очистки и мониторинга дымовых газов (химический, радиометрический);

- участок переработки отработавших ионообменных смол с системой очистки и мониторинга дымовых газов (химический, радиологический);
- участок концентрирования (упаривания);
- участок цементирования;
- система внутреннего транспорта;
- участок загрузки контейнеров типа НЗК;
- система контроля и отслеживания РАО;
- комплексная лаборатория;
- вспомогательные системы, обеспечивающие работу КП ТРО.

#### **Участок приема ТРО**

На участке приема ТРО осуществляется прием всех поступающих на переработку РАО с последующим разделением потоков на ОНРАО, НАО и САО и направлением отходов на технологические участки для дальнейшей переработки.

Разгрузка автотранспортного средства осуществляется с помощью крана мостового электрического грузоподъемностью 25 т, перемещение контейнеров с ТРО и фрагментов ТРО на участок сортировки и фрагментации – с помощью транспортных тележек и транспортеров.

Участок приема РАО расположен на въезде в здание КП ТРО, доступ на участок предусмотрен через два шлюза автотранспорта.

Крупногабаритные элементы ТРО фрагментируются для обеспечения дальнейшей их переработки на КП ТРО. Для этого предусмотрена возможность подвода режущего инструмента (например, алмазная струна) к заранее определенным местам реза. Фрагментация производится во временно устанавливаемом палаточном шлюзе.

#### **Участок фрагментации и сортировки**

На участке фрагментации и сортировки НАО, САО обеспечивается предварительное кондиционирование низко- и среднеактивных отходов для обеспечения более эффективной переработки РАО на следующих функциональных участках с целью максимального сокращения количества отходов, включая образующиеся в процессе переработки вторичные отходы. На участке производятся следующие операции:

- разделение (сортировка) РАО на прессуемые отходы, фильтры, металлические отходы, а также разделение металлических отходов по типам стали (из коррозионностойкой стали, углеродистой стали и цветных металлов);
- фрагментация крупных отходов;
- предварительное прессование фильтрующих элементов систем вентиляции на фильтр-прессе;
- загрузка отходов, направляемых на дальнейшие установки переработки РАО, в 200 литровые бочки и транспортные упаковки.

Все работы по переработке отходов производятся с использованием дистанционно управляемых механизмов и копирующих манипуляторов.

#### **Участок дезактивации**

Участок дезактивации предназначен для дезактивации радиоактивных металлических отходов. Состав установок дезактивации выбран таким образом, чтобы обеспечить дезактивацию максимально возможного объема металлоотходов с целью вывода их из-под регулирующего контроля.

На участке дезактивации выполняются следующие операции по дезактивации металлических радиоактивных отходов:

- очистка МРАО на установке дезактивации струей воды под высоким давлением (до 2500 бар);
- очистка фрагментированных металлических отходов на установке сухоструйной абразивной дезактивации НАО, САО (галтовочный барабан);
- очистка фрагментированных металлических отходов на установке сухоструйной абразивной дезактивации ОНРАО (галтовочный барабан);
- очистка более крупных деталей на установке сухоструйной абразивной дезактивации длинномерных деталей;
- очистка крупногабаритных металлических и строительных отходов сложной геометрии в кабине для сухоструйной дезактивации;
- дезактивация на установке электрохимической дезактивации.

#### Участок прессования

Установка прессования предназначена для переработки твердых радиоактивных отходов, поступающих с установок сортировки, золы с установки сжигания, предварительно прошедших систему контроля и мониторинга, с целью сокращения объема в 2÷5 раз.

На участке прессования выполняются следующие операции:

- загрузка ТРО в 200-литровых бочках в суперпресс;
- прессование ТРО в суперпрессе с гидравлическим агрегатом;
- измерение брикетов, складирование брикетов;
- учет мест складирования брикетов для последующей оптимальной загрузки контейнера НЗК;
- загрузка брикетов в контейнер НЗК;
- предварительное прессование фильтрующих элементов систем вентиляции с размещением брикетов в 200-литровую бочку;
- загрузка 200-литровых бочек с предварительно спрессованными фильтрующими элементами систем вентиляции в суперпресс.

Усилие суперпресса при прессовании 200-литровой бочки – 15000 кН.

#### Участок термической переработки ТРО

Установка сжигания предназначена для сжигания твердых горючих отходов, а также органических жидких отходов, накопленных на Курской АЭС в период эксплуатации, образующихся при эксплуатации и последующем снятии АЭС с эксплуатации.

На участке термической переработки ТРО выполняются следующие операции:

- загрузка ТРО в печь сжигания;
- подача горючих ЖРО в печь сжигания;
- хранение и подача дизельного топлива в систему сжигания;
- сжигание ТРО и ЖРО в печи шахтного типа;
- выгрузка и расфасовка золы;
- поддержание разрежения;
- очистка отходящих газов;
- постоянный химический мониторинг отходящих газов.

Производительность установки сжигания:

- по горючим ТРО до 100 кг/ч,
- по отработанным маслам (вместе с ТРО) до 10 л/ч.

#### Участок переработки отработавших ионообменных смол

Установка переработки отработавших ИОС предназначена для пиролизной переработки ИОС, накопленных на Курской АЭС за период эксплуатации АЭС, с целью уменьшения объема хранящихся ИОС и перевода их в форму, допускающую длительное хранение (захоронение) переработанных ИОС.

На участке переработки отработавших ионообменных смол осуществляются следующие операции по пиролизной переработке ИОС:

- приемка и декантирование ИОС;
- пиролиз и фильтрация;
- дожигание пиролизного газа;
- выгрузка и расфасовка коксового остатка;
- очистка отходящих газов;
- поддержание разрежения;
- мониторинг отходящих газов.

Производительность установки пиролиза составляет 50 кг/час отработанных обезвоженных ИОС (два пиролизных реактора производительностью по 25 кг/час каждый).

#### Участок концентрирования (упаривания)

Установка концентрирования предназначена для концентрирования вторичных ЖРО методом выпаривания.

Подлежащие переработке ЖРО состоят из стоков с технологических установок, от установок дезактивации, от комплексной лаборатории, сточных вод от дезактивации помещений, конденсата с установок вентиляции, стоков от душевых санпропускника (после контроля по результатам пробоотбора).

На участке концентрирования вторичных ЖРО выполняются следующие операции:

- концентрирование ЖРО на выпарной установке;
- контроль конденсата.

Получаемый в процессе выпаривания ЖРО дистиллят повторно используется на других технологических участках в КП ТРО.

#### Участок цементирования

Установка цементирования в бочках предназначена для гомогенного цементирования кубового остатка после выпарного аппарата установки концентрирования.

На участке цементирования выполняются следующие операции:

- приём и подача сухого цемента;
- цементирование сухого остатка от электрохимической дезактивации;
- цементирование кубового остатка;
- цементирование коксового остатка от пиролиза среднеактивных ИОС;
- цементирование золы.

Кубовый остаток при цементировании смешивают с раствором, состоящим из цемента с необходимыми присадками. Перемешивание раствора внутри бочек производится мешалкой специальной конструкции. Коксовый остаток от пиролиза среднеактивных ИОС, сухой остаток электрохимической дезактивации в 100-литровые бочки, заранее установленные в 200-литровые бочки, с последующим цементированием пространства между 2-мя бочками.

## Система внутреннего транспорта

Система внутреннего транспорта выполняет все транспортно-технологические операции, осуществляемые в КП ТРО: транспортировку пустых упаковок и упаковок с РАО между отдельными системами и установками КП ТРО.

Для перемещения по территории здания большей части отходов, подлежащих транспортировке, используются закрываемые крышками 200-литровые бочки, а также открытые сверху 500-литровые штабелируемые металлические контейнеры.

Транспортно-технологическое оборудование системы внутреннего транспорта включает в себя:

- краны различной грузоподъемности, включая координатные;
- роликовые транспортеры;
- транспортные тележки с роликовым транспортером;
- тележки с захватом для 200-литровых бочек;
- тележки с накопителем для крышек 200-литровых бочек;
- подъемные тележки с вилочным захватом;
- вилочный погрузчик грузоподъемностью до 5 т;
- подъемные тележки с электрическим приводом и др.

## Участок загрузки контейнеров типа НЗК

Участок загрузки контейнеров предназначен для размещения переработанных ТРО и ионообменных смол внутри невозвратных железобетонных контейнеров типа НЗК-150-1,5П.

На участке загрузки контейнеров типа НЗК-150-1,5П осуществляются следующие операции:

- загрузка в контейнеры 200-литровых бочек с цементным компаундом из установки цементирования;
- загрузка в контейнеры спрессованных брикетов ТРО из установки суперпрессования;
- снятие / закрытие крышки контейнера;
- дезактивация наружной поверхности контейнера при необходимости;
- паспортизация заполненного контейнера;
- загрузка на автотранспортное средство для перевозки в ХП РАО.

Для оптимальной загрузки контейнера брикетами используется информация компьютерной программы установки суперпрессования о высоте складированных на поддоне брикетов.

Загрузка брикетов и 200-литровых бочек в контейнеры производится координатным краном.

## Хранилище переработанных радиоактивных отходов (ХП РАО) Курской АЭС

Хранилище переработанных радиоактивных отходов входит в систему обращения с радиоактивными отходами КУР АЭС и предназначено для организованного хранения сертифицированных контейнеров железобетонных защитных невозвратных для твердых и отвержденных радиоактивных отходов НЗК-150-1,5П, заполненных твердыми низко- и среднеактивными РАО.

Контейнеры НЗК-150-1,5П обеспечивают:

- экологически безопасное хранение радиоактивных отходов на территории АЭС;
- возможность безопасного внестанционного транспортирования РАО в региональные могильники для окончательного захоронения в соответствии с нормами и правилами, действующими в атомной энергетике.

Необходимость строительства ХП РАО продиктована высокой степенью заполнения хранилищ РАО и вводом в эксплуатацию комплексов по переработке ЖРО и ТРО, а также наличием находящихся в эксплуатации на Курской АЭС установок по переработке радиоактивных отходов методами прессования, плавления, сжигания.

В состав ХП РАО входят:

- хранилище с производственным блоком;
- вспомогательный блок;
- технологическая эстакада.

Хранилище с производственным блоком имеет размеры в плане 132,0 x 96,0 м.

Здание одноэтажное, каркасное. Отметка низа стропильных конструкций – плюс 18,0 м. Здание хранилища не отапливаемое.

Хранилище переработанных РАО обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- приема и хранения в штабелях загерметизированных контейнеров НЗК-150-1,5П с кондиционированными радиоактивными отходами, поступающими из КП ЖРО и КП ТРО;
  - приема бочек с переработанными ОНРАО и загрузки их в контейнеры НЗК, с последующей подготовкой НЗК к хранению;
  - проведения работ по герметизации контейнеров на специализированных узлах;
  - проведения работ по паспортизации заполненных контейнеров;
  - подготовки контейнеров с РАО к вывозу с площадки Курской АЭС на долговременное хранение или захоронение в региональные могильники;
  - выдачи контейнеров на внешний железнодорожный или автомобильный транспорт для вывоза из хранилища.
- Объемом хранения заполненных НЗК – 16500 штук; Количество ярусов хранения НЗК – 8.

## Вспомогательные здания и сооружения, внешнее энергоснабжение КП РАО

Вспомогательные здания и сооружения (далее сооружения), предназначенные для ведения технологических процессов в КП РАО, находятся на территории КП РАО Курской АЭС.

В состав сооружений входят:

- склад едкого натра и азотной кислоты;
- крытая эстакада технологических трубопроводов связи КП ТРО с эстакадой 72 (эстакада 320);
- открытая эстакада технологических трубопроводов связи КП ТРО с эстакадой 320 (эстакада 321);
- открытая эстакада технологических трубопроводов связи эстакады 320 со складом реагентов (эстакада 322);
- открытая эстакада технологических трубопроводов связи эстакады 72 и блочно-модульной электрокотельной (эстакада 323);
- модульные компрессорные станции (316,318);
- блочно-модульная электрокотельная (313);
- блочные трансформаторные подстанции (315,317);
- трансформаторная подстанция (314).

В состав электроснабжения КП РАО входят:

- Здание ЗРУ 6 кВ;
- Сооружение трансформатора ТР-1;
- Сооружение трансформатора ТР-2;
- Маслосборник 100 м<sup>3</sup> с насосной станцией;
- Очистные сооружения замасленных стоков.

## Заключение

Сооружение Комплекса по переработке радиоактивных отходов Курской АЭС осуществляется в соответствии с утвержденной проектной документацией.

Комплекс рассчитан на переработку в течении не более 20 лет всех накопленных и вновь образующихся на Курской АЭС радиоактивных отходов

## МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЕКТА ОСУШКИ ОТРАБОТАННОЙ ИОННО-ОБМЕННОЙ СМОЛЫ НА БАЛАКОВСКОЙ АЭС

*Кожевникова Е.К.  
Балаковская АЭС*

### Введение

За период эксплуатации Балаковской АЭС накоплено значительное количество отработанных ионно-обменных смол (ИОС). Их хранение осуществляется в специальных емкостях под слоем деканта, в качестве которого используется битум, что приводит к значительному увеличению объема зарораниваемых РАО. В настоящий момент на БАЭС заполнение свободных объемов хранения приближается к критическому и составляет 82%.

Выполненные проработки показали возможность использования для хранения и захоронения ОИОС невозвратных железобетонных контейнеров типа НЗК-150-1,5П. При этом пульпу ОИОС необходимо предварительно обезвоживать до остаточной влажности не более 3%. Необходимость предварительной осушки обусловлена тем, что при длительном хранении смолы существует процесс, который потенциально может привести к деструкции ионита с отщеплением функциональных групп и выходом продуктов деструкции в объем контейнера – это происходит вследствие радиационного воздействия накопленных радионуклидов. Выход в водную фазу за 300 лет хранения мог бы составить около 4 % на объем контейнера. При удалении влаги и заполнении контейнера воздухом, выход продуктов деструкции в объем контейнера снижается в несколько раз.

### Существующее решение проблемы и его недостатки

В 2015 году для БалАЭС был разработан проект 215-5389-ИОС7.1 «Реконструкция ячеек ХТРО СК под размещение оборудования загрузки и герметизации контейнеров НЗК», предусматривающий осушку ИОС путем центрифугирования и осушки токами высокой частоты. Данным проектом не определено значение влажности материала после этапа центрифугирования, что обусловлено отсутствием важных характеристик центрифуги – значения фактора разделения и индекса производительности. Вследствии этого, на этапе сушки ТВЧ отсутствует возможность точного определения времени сушки и регулирования времени прохождения материала до требуемого значения влажности (3%).

## Модернизация проекта

Поскольку центрифуга удаляет лишь механически связанную влагу то есть влагу, скорость испарения которой равна скорости испарения с открытой поверхности, например лужи, данную проблему предлагаю решить комбинированной сушкой.

Она состоит из двух стадий: 1 - сушка в псевдооживленном слое, что является нововведением данного проекта и, за счет своих конструктивных особенностей, имеет возможность регулирования времени сушки материала за счет интенсификации теплообмена и 2 стадия - досушка токами высокой частоты.

На первой стадии комбинированной сушки мы удаляем физически, в том числе и сорбционно связанную влагу, это мономолекулярный слой, находящийся на границе раздела зерен смолы с окружающей средой.

Я являюсь соавтором патента № RU 139139U1 от 20.05.2013 на полезную модель сушилки псевдооживленного слоя, отличающуюся от существующих тем, что, вместо перфорированной решетки, в ней установлена газораспределительная система, представляющая собой полые трубки 3 (рис. 1) с отверстиями в верхней части 9, через которые подается сушильный агент. Трубки можно поворачивать, тем самым меняя направление подачи сушильного агента, что дает возможность увеличения поверхности теплообмена. Таким образом, появляется возможность регулирования времени прохождения материала в зависимости от требуемого, до конечного значения влажности. [1]

На первой стадии осушки мы удаляем физически, в том числе и сорбционно связанную влагу – зона ВС (рис. 2), не зависимо от того, с какой влажностью материал поступил на осушку после центрифугирования. После установления равновесной влажности, процесс десорбции (сушки) прекращается из-за содержания влаги в исходном воздухе.

Вторая стадия сушки (зона CD) – сушка в вакууме токами высокой частоты. Данная сушилка предусмотрена проектом и, за счет внесенных изменений в технологическую схему проекта, при ее использовании появляется возможность точного определения времени сушки материала до требуемого значения, в зависимости от начальной влажности (равновесной) и частоты тока. В вакуумно-диэлектрической сушилке можно удалить всю оставшуюся после тепловой сушки влагу, кроме химически связанной.

Т.о. мы, зная влажность ИОС (которая соответствует равновесному значению влажности) после тепловой сушки, можем рассчитать время прохождения материала через вакуумно-диэлектрическую сушилку, тем самым достигнув необходимого значения конечной влажности смолы с наименьшими время и энерго затратами.

### Технологические расчеты

По данным проекта мощность установки подготовки, осушки отработавших ИОС и перевода их в безопасную форму хранения в сертифицированных контейнерах НЗК-150-1,5П, а так же перегрузки не перерабатываемых ТРО и солевого плава в сертифицированные контейнеры НЗК-150-1,5П для последующего их длительного хранения определена «Заданием на проектирование» и составляет:

- по ИОС (осушенной) – 25 м<sup>3</sup>/год;
- по загрузке и герметизации НЗК – 30шт/год [2].



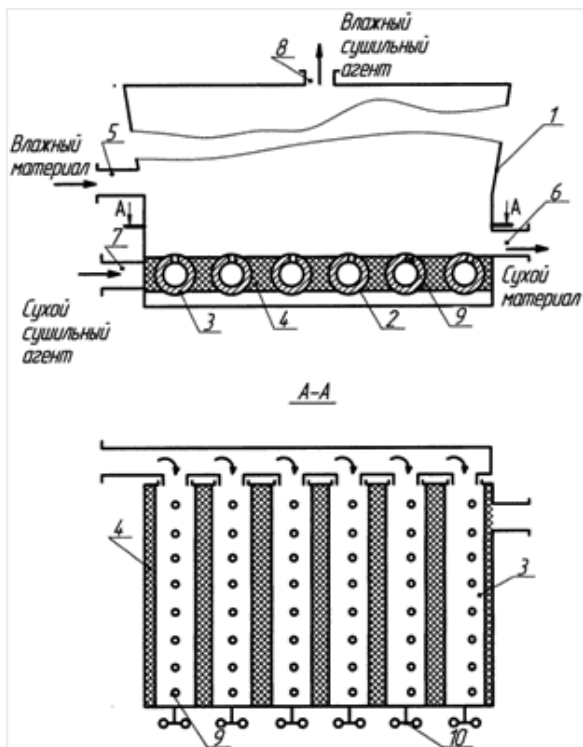


Рис. 1

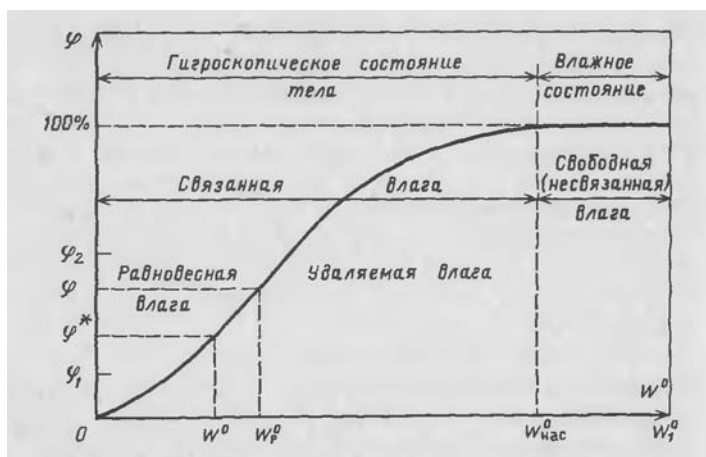


Рис. 2

Часовая производительность оборудования осушки (по проекту) составляет 300кг/ч по исходному материалу. Остаточная влажность смолы после центрифугирования (определенная сушкой до постоянного веса в АО «Атомпроект» г. Санкт-Петербург [1]) составляет 38,5-44%, что практически соответствует смоле в стоянии поставки (влажность 40-50 %).

Подготовленная центрифугированием и сушкой смола, загруженная в контейнер, будет представлять собой насыпной слой из зерен, загрязненных соевыми и радиоактивными примесями и содержащих остаточную внутризерновую влагу. Самопроизвольный выход остаточной влаги, солей или радионуклидов из зерен смолы в объем контейнера, ввиду их химической связи с полимерной матрицей (через функциональные группы), обусловленной самой природой ионного обмена, невозможен.



(12) ПАТЕНТ НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

Статус: по данным на 27.05.2014 - действует  
Полная:

(21) (22) Заявка: 2013123026/06, 20.05.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
20.05.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 20.05.2013

(45) Опубликовано: 10.08.2014

Адрес для переписки:  
413853, Саратовская обл., г. Балаково, ул. Чапаева,  
140, БИТНУ

(72) Автор(ы):

Устинов Николай Андреевич (RU),  
Кожанникова Евгения Константиновна (RU)

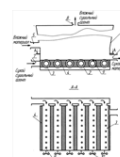
(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования "Саратовский  
государственный технический университет имени  
Гагарина Ю.А." (СГТУ) (RU)

(54) СУШИЛКА С ПСЕВДООЖИЖНЕННЫМ СЛОЕМ

Формула полезной модели

Сушилка псевдоожиженного слоя, содержащая корпус, решетку, патрубки подачи и отвода сушильного агента и высушиваемого материала, отличающаяся тем, что решетка выполнена составной из параллельно установленных трубок и прокладок между ними, в верхней части трубок выполнены отверстия, а снаружи к трубкам приставлены рукоятки.



Часовая производительность сушилки по готовому продукту:

$$G_k = G / (a \cdot b) \quad (1)$$

где  $G = 25 \text{ м}^3 = 17500 \text{ кг}$  (заданная годовая производительность по сухому материалу, с учетом насыпного веса смолы 700 г/л);  $a=8$  число часов работы сушилки в сутки;  $b=300$  число рабочих дней в году.

Режим работы установки и количество смен приняты на основании служебной записки №ЦОРО-1-19/1993 от 03.08.2015 [2].

Производительность сушилки по сырому материалу:

$$G_H = G_K \cdot (100 - w_K) / (100 - w_H) = 7,29 \cdot (100 - 5) / (100 - 38,5) = 11,26 \text{ кг/ч} \quad (2)$$

где  $G_K = 17500 / 2400 = 7,29 \text{ кг/ч}$  – производительность сушилки по высушенному материалу.

**Таблица 1.** Материальный баланс процесса сушки ИОС

Приход		Расход	
Влажный материал	$G_n = 300$ кг/ч	Высушенный материал	$G_k = 195,5$ кг/ч
Влага, поступающая с материалом	$w_1 = 115,5$ кг/ч ( $w_n = 38,5\%$ )	Влага, удаляемая с высушенным материалом	$w_2 = 15$ кг/ч ( $w_k = 5\%$ )*
Влага, поступающая с сушильным агентом	$x_1 = 0,5$ кг/ч	Влага, удаляемая с сушильным агентом	$x_2 = 90$ кг/ч
Итого	300,5 кг/ч	Итого	300,5 кг/ч

Количество испаряемой влаги:

$$W = G_n - G_k = 11,26 - 7,29 = 3,97 \text{ кг/ч} \quad (3)$$

Для контактной сушки ионнообменной смолы используем сухой воздух с рабочей температурой 100-120°C, что обеспечивает невозможность разрушения оболочки зерна смолы с последующим выходом токсичных веществ.

Для непрерывнодействующей сушилки рассчитаем часовой расход теплоты на испарение воды:

$$Q_{исп} = 4,19W \cdot (595 + 0,49 \cdot t_{в2} - t_{м1}) = 4,19 \cdot 3,97 \cdot 470,1 = 7817 \text{ кДж/ч} = 2,2 \text{ кВт} \quad (4)$$

Расход теплоты на нагревание высушиваемого материала:

$$Q_{наг} = G_k \cdot c_m \cdot (t_{м2} - t_{м1}) = 7,29 \cdot 7,02 \cdot 55 = 2814,6 \text{ кДж/ч} = 0,7 \text{ кВт} \quad (5)$$

$$c_m = c_{сух}(1 - w_2) + w_2 c_2 = 1,38 \cdot (1 - 0,05) + 0,05 \cdot 4,2 = 7,02 \text{ кДж/кгК} \quad (6)$$

где  $c_{сух}$  — теплоемкость абсолютно сухого материала (принимается значение равное теплоемкости полистирола, как основного структурного элемента иос).

$Q_{пот} = 0,4 \text{ кВт}$  — потери тепла в окружающую среду, принимаемые равными 15% от первых двух слагаемых.

$r_0 = 2439 \text{ кДж/кг}$  — теплота испарения при 0° С,

$c_2 = 4,2 \text{ кДж/(кг·К)}$  — теплоемкость испаряемой жидкости.

$c_n = 1,97 \text{ кДж/(кг·К)}$  — теплоемкость греющего пара,

$c_{сух} = 1,38 \text{ кДж/(кг·К)}$  — теплоемкость материала,

$t_{м1} = 15^\circ \text{ С}$  — температура материала на входе в сушилку,

$t_{м2} = 70^\circ \text{ С}$  — температура материала на выходе из сушилки,

$t_{в1} = 120^\circ \text{ С}$  — температура греющего пара на входе в сушилку,

$t_{в2} = 60^\circ \text{ С}$  — температура греющего пара на выходе из сушилки.

Суммарный расход теплоты в сушилке:

$$\Sigma Q = Q_{исп} + Q_{наг} + Q_{пот} = 2,2 + 0,7 + 0,4 = 3,3 \text{ кВт} \quad (7)$$

**Таблица 2.** Тепловой баланс процесса сушки ИОС

Приход		Расход	
Теплота поступающая с сушильным агентом	197 кВт	Теплота удаляемая с отработанным сушильным агентом	144 кВт
Теплота поступающая с материалом	16,4 кВт	Теплота удаляемая с материалом	69 кВт
		Тепловые потери	0,4 кВт
Итого	213,4 кВт	Итого	213,4 кВт

Расход сухого воздуха:

$$L = W / (x_2 - x_1) = 3,97 / (0,09 - 0,01) = 50 \text{ кг/ч} \quad (8)$$

где  $x_1$  и  $x_2$  — влагосодержание сушильного агента на входе и на выходе из сушилки соответственно.

Удельный расход сухого воздуха:

$$l = L / W = 50 / 3,97 = 12,6 \text{ кг/ч} \quad (9)$$

Параметры атмосферного воздуха:  $t_0 = 22^\circ \text{ С}$ ,  $\phi_0 = 55\%$  (лето, Саратов)

Начальное влагосодержание воздуха:  $x_1 = 0,01$  кг/кг

Влагосодержание воздуха на выходе из сушилки:

$$x_2 = x_1 + 1/l = 0,01 + 1/12,6 = 0,09 \text{ кг/кг} \quad (10)$$

### Безопасность проекта

В процессе работы сушилки псевдооживления образуется отработанный сушильный агент, загрязненный испаренной с поверхности ИОС жидкостью, которая является ЖРО. Поэтому, на выходе из сушилки целесообразно установить конденсатор (рис. 3), в котором произойдет разделение парогазовой смеси на жидкость и сухой газ. Конденсат будет направлен вместе с осветленной водой, отделенной в процессе центрифугирования, в систему водоочистки, а сухой газ вместе с газовой смесью в систему спешвентилиации предусмотренной проектом (рис. 4).

### Экономический эффект

Поскольку необходимость осушки смолы обусловлена необходимостью захоронения РАО с требуемыми параметрами и в конечном итоге не приносит предприятию прибыль, то экономическая оценка проекта с точки зрения окупаемости затрат (капиталовложений) будет нецелесообразна. Сравним затраты на проведение процесса осушки смолы до и после модернизации.

Учитывая то, что сушка является энергоемким процессом, стоимость топлива или теплоносителя является важным экономическим аргументом при выборе способа сушки. Сравнительная стоимость испарения 1 кг влаги при использовании различных видов топлива или теплоносителя приведена в таблице.

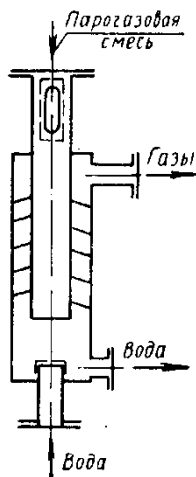


Рис. 3

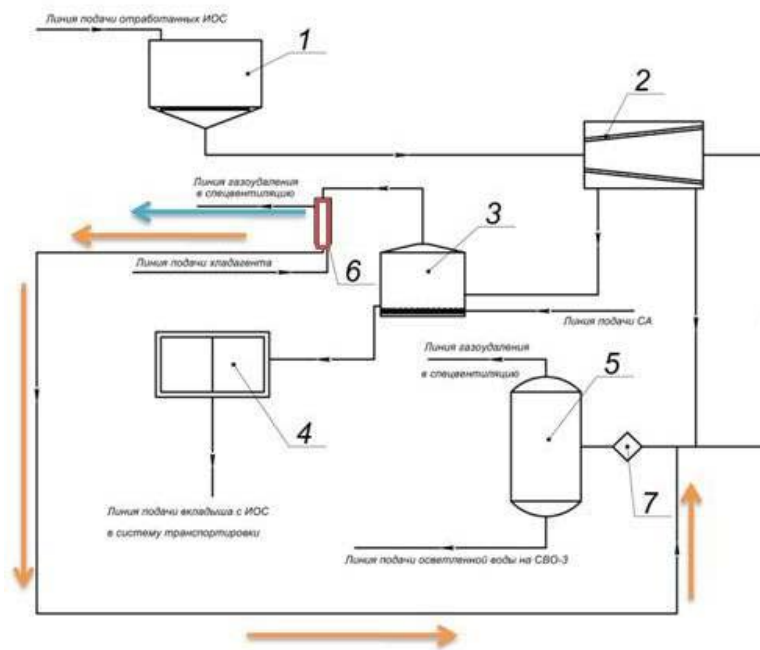


Рис. 4

Таблица 3. Стоимость испарения 1 кг влаги

Электроэнергия	
• расход электроэнергии на испарение 1 кг влаги, кВт·ч/кг	3,8
• цена электроэнергии, руб/кВт·ч	0,8
• стоимость испарения 1 кг влаги, руб/кг	<b>3,8</b>
Греющий пар	
• теплота конденсации, кДж/кг	2130
• расход теплоносителя на испарение 1 кг влаги, кг/кг	2,5
• цена теплоносителя, руб/Гкал	980
• стоимость испарения 1 кг влаги, руб/кг	<b>5,21</b>
Природный (горючий) газ:	
• низшая теплота сгорания*, кДж/нм <sup>3</sup>	33600
• расход топлива** на испарение 1 кг влаги, нм <sup>3</sup> /кг	0,158
• цена топлива, руб/нм <sup>3</sup>	4,1
• стоимость испарения 1 кг влаги, руб/кг	<b>0,65</b>

До модернизации проекта, основная часть работы по удалению влаги из материала приходилась на вакуум-диэлектрическую сушилку, что соответствует зоне ВД на графике (рис. 2). По приведенным выше расчетам видно, что необходимое для удаления количество влаги из материала после центрифугирования составляет 90 кг до достижения равновесной влажности материала (точка С) на каждые 195,5 кг высушенной смолы. До достижения требуемого значения влажности (точка D) необходимо удалить остаточную влагу равную 15 кг\* (зона CD). Соответственно затраты электроэнергии составят  $855+142=997,5$  рублей на каждые 195,5 кг высушенного материала. В год это составит  $17500*997,5=17456250$  рублей.

После модернизации проекта, основную работу по сушке материала ( зона ВС) выполняет сушилка с псевдоожиженным слоем. Энергозатраты, связанные с использованием топочных газов (смешиваемых с воздухом для достижения оптимальной температуры сушки) составят  $58,5+142=200,5$  рублей. В год  $17500*200,5=3508750$  рублей.

### Общие затраты производственно-технологических цепочек до и после модернизации

Для полного расчета обязательств БАЭС на осушку и захоронение ОИОС нам потребуются данные по стоимости контейнеров, контейнеризации, тарифа на захоронение РАО 3 класса и транспортных расходов. Все данные по стоимости контейнеров и контейнеризации и объемам контейнеров приведены на 2017 год и взяты из Единых отраслевых методических рекомендаций по оценке стоимости работ по обращению с радиоактивными отходами организаций ГК «Росатом» от 13.12.2017.

Основные параметры, используемые для расчета ПТЦ:

- $V_{НЗК-150-1,5(ИОС)} = 1,3/3,74 \text{ м}^3$
- Стоимость контейнера НЗК-150-1,5 - (ИОС) 215 000 руб.
- Стоимость контейнеризации – 55 000 руб.
- Тариф на захоронение РАО 3 класса – 139 182,51 руб.
- Транспортные расходы приняты в размере 5% от затрат на захоронение РАО.

Расчет производился из условия заполнения контейнера переработанными ОИОС на 90%.

Эксплуатационные затраты на переработку 1 м<sup>3</sup> ОИОС:

- сушка ОИОС – 234 000 руб (до модернизации)
- сушка ОИОС – 140 350 руб (после модернизации)

### Заключение

Сумма обязательств организации на осушку и захоронение каждых 100 м<sup>3</sup> ОИОС составит 93 млн 625 тысяч рублей. В эту сумму входит осушка смолы, ее загрузка в контейнеры, транспортировка и захоронение.

После модернизации сумма всех обязательств составит 84 млн 260 тысяч рублей.

То.о экономия составит порядка 10 млн рублей на каждые 3 года.

## Список литературы

1. Н.А. Устинов, Е.К. Кожевникова. Сушилка с псевдооживленным слоем. Патент на полезную модель № 139139, 2013.
2. Проектная документация «Реконструкция ячеек ХТРО СК под размещение оборудования загрузки и герметизации контейнеров НЗК» 215-5389-ИОС7.1, г. Балаково, Саратовская обл., Балаковская АЭС, 2015.
3. П.Г. Романков, Н.Б. Рашковская. Сушка во взвешенном состоянии. Химия, 1979 г. 272с.

## ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ОТРАБОТАВШИХ РАДИОАКТИВНЫХ ИОНООБМЕННЫХ СМОЛ

*Савкин А.Е., Карлина О.К.*  
ФГУП «РАДОН»

В ФГУП «РАДОН» в лабораторном и опытном масштабе проведены испытания различных методов переработки и кондиционирования радиоактивных отработавших ионообменных смол (ИОС): обезвоживание, сушка, дезактивация, пиролиз, сверхкритическое водное окисление и включение в матричные материалы. Проведена оценка технологической приемлемости методов по следующим критериям: соответствие требованиям нормативных документов, удельная активность ИОС и наличие сертифицированной упаковки, производительность установки. Выбранным критериям соответствуют: обезвоживание, включение в полимерную матрицу и цементирование. Выполнено технико – экономическое сравнение выбранных технологий.

Разработана, изготовлена и испытана на реальных ИОС полномасштабная опытная установка обезвоживания и включения ИОС в матричный материал непосредственно в контейнере для захоронения. В качестве контейнера использовали модернизированный контейнер КМЗ – РАДОН, оборудованный двумя перегородками, которые проницаемы для воды и воздуха и не проницаемы для ИОС. Производительность установки по обезвоживанию ИОС составила ~ 3 м<sup>3</sup>/час, а по включению в матричный материал – более 0,4 м<sup>3</sup>/час. В качестве матричного материала использовали промышленно выпускаемую в России эпоксидную смолу с отвердителем, которые при перемешивании и пропитке обезвоженной ИОС не разогревают получаемый в контейнере компаунд. Прочность на сжатие полимерного компаунда на основе реальных ИОС превысила 50 МПа, а скорость выщелачивания по цезию – 137 была менее 10<sup>-4</sup> г/см<sup>2</sup>\*сутки.

С целью последующего внедрения промышленных установок на объектах атомной энергетики разработана рабочая документация на опытно – промышленную установку кондиционирования ИОС непосредственно в контейнере, в качестве которого в зависимости от удельной активности используют модернизированные контейнеры типа КМЗ или НЗК – 150 – 1.5П. Установку в виде отдельных узлов транспортируют спецтранспортом на объекты Заказчика, монтируют на объекте, подключают к инженерным сетям, кондиционируют ИОС и вывозят контейнеры в место временного хранения с последующей передачей Национальному оператору.

## РЕАГЕНТНО-СОРБЦИОННАЯ ДООЧИСТКА ВЫСОКОСОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ ОТ РАДИОНУКЛИДОВ

*Иваненко В.И., Маслова М.В., Локшин Э.П.,  
Корнейков Р.И., Петров А.М.*

*Институт химии и технологии редких элементов и минерального сырья им. И.В. Тананаева – обособленное подразделение Федерального государственного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук»*

### Введение

На атомных электростанциях России и ряда других стран СНГ накоплены сложные по химическому составу жидкие радиоактивные отходы (ЖРО) [1, 2], основная активность которых определяется присутствием радионуклидов цезия, стронция и кобальта (<sup>137</sup>Cs, <sup>134</sup>Cs, <sup>90</sup>Sr и <sup>60</sup>Co).

В работах [1-4] предложены решения по дезактивации ЖРО, в том числе и содержащих высокие концентрации солей нерадиоактивных элементов. Однако, наиболее трудными для переработки остаются кубовые остатки – высоко солевые растворы, содержащие анионы борной кислоты и органических комплексонов, продукты деления, радионуклиды коррозионного происхождения и вещества, используемые для поддержания водно-химического режима и дезактивации оборудования [1, 5-7].

Сложность дезактивации указанных ЖРО определяется присутствием в них высоких концентраций более легких близких по химическим свойствам к радионуклидам компонентов, а также остатков органических кислот (щавелевой, лимонной, этилендиаминтетрауксусной и др.), которые образуют с двух- и более зарядными катионами металлов устойчивые в широком диапазоне значений pH комплексные соединения [5, 8, 9], что не позволяет извлекать радионуклиды кобальта традиционными (сорбционными или осадительными) методами.

Так, например, для растворения осадков в первом контуре используются смеси щавелевой, лимонной и этилендиаминтетрауксусной кислот (отношение 3:3:4) при суммарной концентрации от 0,05 до 5 мас.% [5].

Для переработки такого вида жидких радиоактивных отходов используют методы окислительного разрушения органических комплексных соединений: озонирование, автоклавное окисление в присутствии пероксида водорода, окисление перманганатом калия и другие, после чего удаление кобальта известными методами становится возможным [1, 2, 6, 7, 10-14].

Главная трудность при использовании этих методов связана с тем, что для разрушения комплексов необходимо практически полное окисление органических лигандов, поскольку даже ничтожного количества последних достаточно для удержания в химически связанном состоянии радионуклидов кобальта, массовое содержание которых в растворах очень мало, а рекомендуемая величина остаточного «химического потребления кислорода (ХПК)» 50 мг О<sub>2</sub> на литр обрабатываемого раствора [7] слишком велика. Достичь необходимой

полноты окисления органических комплексов трудно, особенно, при использовании гетерогенного процесса озонирования, поскольку по мере уменьшения содержания комплексообразователей в растворе значительно снижается скорость окисления. Это определяет высокий расход окислителей, длительность проведения процесса и большой расход энергии. При использовании автоклавных методов окисления возникают дополнительные проблемы обеспечения безопасности.

### 1. Замещение катионов кобальта(II) в органических комплексах

В [15,16] показана возможность дезактивации жидких радиоактивных отходов, содержащих радионуклиды кобальта, цезия и органические комплексоны в виде шавелевой, лимонной и этилендиаминтетрауксусной кислоты, предложены технологические решения дезактивации ЖРО без предварительного окисления органики.

Для извлечения катионов кобальта(II) (радионуклиды  $^{60}\text{Co}$ ) из растворов, содержащих органические лиганды, необходим предварительный их перевод из закомплексованного с остатками органических кислот состояния в «свободное». Перевод радионуклидов в «свободное» состояние основан на введении в исходный раствор декомплексующего кобальт реагента при обеспечении заданной величины pH раствора с последующим выводом кобальта из раствора на коллекторе (осадителе или сорбенте).

Последующая доочистка маточного раствора проводится до достижения необходимого остаточного содержания радионуклидов в очищаемых жидких отходах.

На основе анализа значений константы устойчивости ( $\lg K_{\text{уст.}}$ ) (таблица 1) в качестве декомплексующего кобальт(II) реагента предложено использовать соединения железа(III).

Рассмотрены процессы комплексообразования катионов кобальта(II) и железа(III) с органическими лигандами - анионами этилендиаминтетрауксусной ( $\text{HEDta}^{3-}$  и  $\text{Edta}^{4-}$ ), шавелевой ( $\text{Ox}^{2-}$ ) и лимонной ( $\text{Cit}^{3-}$ ) кислот. Анализ значений константы устойчивости ( $K_{\text{уст.}}$ ) комплексов катионов  $\text{Co}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$  с этими органическими лигандами приведен в таблице 2. Установлено, что устойчивость кобальта в растворе определяется, прежде всего, его взаимодействием с этилендиаминтетраацетатными лигандами, поскольку эти комплексы наиболее устойчивы по сравнению с оксалат- или цитрат-ионами.

В то же время сопоставление констант устойчивости комплексов катионов различных металлов с этилендиаминтетрауксусной кислотой показывает, что комплекс, образуемый катионом железа(III) ( $\text{Fe}^{3+}$ ), значительно устойчивее, чем комплекс, образуемый кобальтом(II) ( $\text{Co}^{2+}$ ). Логарифм константы устойчивости комплекса с монопротонированным лигандом ( $\text{HEDta}^{3-}$ ) для катионов железа(III) и кобальта(II) составляет соответственно 16,2 и 9,15, а с непротонированным лигандом ( $\text{Edta}^{4-}$ ) имеет значения 25,10 и 16,21. Такая же тенденция по

**Таблица 1.** Значения логарифма константы устойчивости ( $\lg K$ ) комплексов катионов некоторых металлов с этилендиаминтетрауксусной кислотой (ЭДТА) [8, 9]

Катион	$\lg K$	Катион	$\lg K$
$\text{Sr}^{2+}$	8,63	$\text{Fe}^{3+}$	25,10
$\text{Co}^{2+}$	16,31	$\text{Y}^{3+}$	15,50
$\text{Ni}^{2+}$	18,62	$\text{La}^{3+}$	18,09
$\text{Cu}^{2+}$	18,80	$\text{Ga}^{3+}$	20,3
$\text{Pb}^{2+}$	18,04	$\text{Sc}^{3+}$	23,10
$\text{Fe}^{2+}$	14,33	$\text{In}^{3+}$	24,90
$\text{Al}^{3+}$	16,13	$\text{Th}^{4+}$	23,20

устойчивости комплексов сохраняется для шавелевой и лимонной кислот. Логарифм константы устойчивости комплексов катионов железа(III) и кобальта(II) с цитрат-ионами ( $\text{Cit}^{3-}$ ) составляет соответственно 11,4-11,7 и 5,00. Для моно-, двух- и трехлигандных комплексов железа(III) с оксалат-ионами ( $\text{Ox}^{2-}$ )  $\lg K_{\text{уст.}}$  имеет значения 9,4, 16,2, 20,2, а для моно-, двух- и трехлигандных комплексов кобальта(II) они равны 4,7, 6,7 и 9,7, соответственно.

Проведена оценка доли комплексов ( $\alpha$ ), находящихся в диссоциированном состоянии.

Для реакций диссоциации с участием монолигандных комплексов при условии содержания в растворе стехиометрических концентраций катионов металла ( $C_{\text{мет.}}$ ) и комплексона ( $C_{\text{орг.}}$ ) степень диссоциации ( $\alpha$ ) определяется соотношением:

$$\alpha \approx (K_{\text{уст.}} \cdot C)^{-1/2} \quad (1)$$

В случае  $C_{\text{орг.}} \gg C_{\text{мет.}}$

$$\alpha \approx (K_{\text{уст.}} \cdot C_{\text{орг.}} + 1)^{-1} \quad (2)$$

Для реакций диссоциации с участием n-лигандных комплексов при условии содержания в растворе стехиометрических концентраций катионов металла ( $C_{\text{мет.}}$ ) и комплексона ( $C_{\text{орг.}}$ ) степень диссоциации ( $\alpha$ ) определяется из соотношения:

$$\alpha \approx [K_{\text{уст.}} \cdot (C_{\text{орг.}})^n]^{-1/(n+1)} \quad (3)$$

В случае  $C_{\text{орг.}} \gg C_{\text{мет.}}$

$$\alpha \approx (K_{\text{уст.}} \cdot C_{\text{орг.}}^{n+1})^{-1} \quad (4)$$

Установлено, что оксалатный и цитратный комплексы  $\text{Co}^{2+}$  имеют степень диссоциации, существенно превосходящую степень диссоциации соответствующих комплексов с  $\text{Fe}^{3+}$ , а комплексы  $\text{Co}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$  с ЭДТА диссоциируют в  $10^6$ - $10^8$  раз труднее, чем их оксалатные или цитратные комплексы (таблица 3).

Более высокая устойчивость комплексов, образуемых катионами Fe(III), определяет принципиальную возможность замещения катионами Fe(III) катионов Co(II) в комплексах с одинаковым лигандом.

**Таблица 2.** Значения константы устойчивости ( $K_{\text{уст.}}$ ) комплексов с различными лигандами

Катионы	$K_{\text{уст.}}$					
	$[\text{HEDta}^{3-}]\text{M}$	$[\text{Edta}^{3-}]\text{M}$	$[\text{Cit}^{3-}]\text{M}$	$[\text{Ox}^{2-}]\text{M}$	$[\text{Ox}^{2-}]_2\text{M}$	$[\text{Ox}^{2-}]_3\text{M}$
$\text{Co}^{2+}$	$1,4 \cdot 10^9$	$1,6 \cdot 10^{16}$	$1 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^9$
$\text{Fe}^{3+}$	$1,6 \cdot 10^{16}$	$1,3 \cdot 10^{25}$	$5 \cdot 10^{11}$	$2,5 \cdot 10^9$	$1,6 \cdot 10^{16}$	$1,6 \cdot 10^9$

**Таблица 3.** Степень диссоциации  $\alpha$  (в долях единицы) комплексов  $\text{Co}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$  с различными лигандами

Катион	Степень диссоциации (отн.%) комплекса, образованного лигандом		
	Edta <sup>4-</sup>	Ox <sup>2-</sup>	Ct <sup>3-</sup>
Co <sup>2+</sup>	7·10 <sup>-9</sup>	4.48·10 <sup>-3</sup>	3.2·10 <sup>-3</sup>
Fe <sup>3+</sup>	7.7·10 <sup>-13</sup>	3.6·10 <sup>-5</sup>	2·10 <sup>-6</sup>

Константа обмена для таких реакций определяется отношением значений констант устойчивости комплексов, образуемых замещающим и замещаемым катионами металла:

$$K_{\text{обм.}} = K_{\text{уст.}}^{(1)} / K_{\text{уст.}}^{(2)}, \quad (5)$$

где  $K_{\text{уст.}}^{(1)}$  – константа устойчивости комплекса железа(III),  $K_{\text{уст.}}^{(2)}$  – константа устойчивости комплекса кобальта(II). Определены константы для реакций обмена с участием лигандов  $\text{HEdta}^{3-}$ ,  $\text{Edta}^{4-}$ ,  $\text{Ox}^{2-}$  и  $\text{Ct}^{3-}$  (таблица 4).

**Таблица 4.** Значения констант обмена для реакций с различными лигандами

Реакция замещения	$K_{\text{обм.}}$	$\lg K_{\text{обм.}}$
$[\text{HEdta}^{3-}]\text{Co}^{2+} + \text{Fe}^{3+} \leftrightarrow [\text{HEdta}^{3-}]\text{Fe}^{3+} + \text{Co}^{2+}$	1.1·10 <sup>7</sup>	7.0
$[\text{Edta}^{4-}]\text{Co}^{2+} + \text{Fe}^{3+} \leftrightarrow [\text{Edta}^{4-}]\text{Fe}^{3+} + \text{Co}^{2+}$	8.1·10 <sup>8</sup>	8.9
$[\text{Cit}^{3-}]\text{Co}^{2+} + \text{Fe}^{3+} \leftrightarrow [\text{Cit}^{3-}]\text{Fe}^{3+} + \text{Co}^{2+}$	5·10 <sup>6</sup>	6.7
$[\text{Ox}^{2-}]\text{Co}^{2+} + \text{Fe}^{3+} \leftrightarrow [\text{Ox}^{2-}]\text{Fe}^{3+} + \text{Co}^{2+}$	5·10 <sup>4</sup>	4.7
$[\text{Ox}^{2-}]_2\text{Co}^{2+} + \text{Fe}^{3+} \leftrightarrow [\text{Ox}^{2-}]_2\text{Fe}^{3+} + \text{Co}^{2+}$	3.2·10 <sup>9</sup>	9.5
$[\text{Ox}^{2-}]_3\text{Co}^{2+} + \text{Fe}^{3+} \leftrightarrow [\text{Ox}^{2-}]_3\text{Fe}^{3+} + \text{Co}^{2+}$	3.2·10 <sup>10</sup>	10.5

Знание величин  $K_{\text{обм.}}$  позволяет оценить степень замещения  $\beta$  (в долях единицы) катионов  $\text{Co}^{2+}$  в соответствующих комплексах при введении в раствор катионов  $\text{Fe}^{3+}$ . Так, при стехиометрических количествах, например, комплексов  $[\text{HEdta}^{3-}]\text{Co}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$  для реакции замещения



отношение замещенной доли комплексов к незамещенной составляет:

$$\beta / (1 - \beta) = (K_{\text{обм.}})^{1/2}. \quad (7)$$

В реальных растворах концентрация органического комплексона многократно превышает концентрацию  $\text{Co}^{2+}$ . При введении в такой раствор соединений, содержащих катионы  $\text{Fe}^{3+}$ , железо(III) сначала будет связываться с органическим лигандом и лишь его избыток сможет вытеснить  $\text{Co}^{2+}$  из соответствующего органического комплекса. При этом в растворе заметно возрастёт концентрация содержащего  $\text{Fe}^{3+}$  устойчивого органического комплекса.

Если в растворе имеется  $\gamma$ -кратный по сравнению с  $\text{Co}^{2+}$  избыток органического комплексона и в этот раствор вводится  $\mu$ -кратный избыток катионов  $\text{Fe}^{3+}$ , причем  $\mu > \gamma$ , то большой избыток органического лиганда в исходном растворе практически не должен влиять на

эффективность замещения в комплексе катиона  $\text{Co}^{2+}$  катионом  $\text{Fe}^{3+}$ , но потребует заметного увеличения расхода соединения железа(III). В этом случае отношение доли замещенных комплексов к доли незамещенных определяется соотношением

$$\beta / (1 - \beta) = K_{\text{обм.}} \cdot (\mu - \gamma) / \gamma. \quad (8)$$

Легко показать, что при константе обмена  $1 \cdot 10^5$  и 10%-ном избытке железа(III) по сравнению с содержанием комплексона степень замещения  $\beta$  будет составлять 99.99%, а при константе обмена  $1 \cdot 10^4$  и том же избытке железа(III)  $\beta$  равно 99.9%. Константы обмена реакций, протекающих с участием лигандов, предпочтительно образующих с катионами металлов комплексы, имеют большие значения.

Анализ значений констант обмена позволил сделать ряд полезных для практики выводов:

- в равновесных условиях, несмотря на низкую степень диссоциации комплексов, должна достигаться высокая степень замещения в них катионов кобальта(II) катионами железа(III);
- реакции диссоциации достаточно прочных органических комплексов являются эндотермическими, а значит, повышение температуры будет приводить к увеличению диссоциации и, следовательно, скорости обмена;
- предел повышения температуры может определяться температурой кипения раствора, зависящей от концентрации и состава содержащихся в растворе веществ и давления, при котором будет проводиться термообработка;
- высокая степень замещения катионов кобальта(II) в органическом комплексе возможна при небольшом избытке катионов железа(III) относительно содержания комплексона в растворе.

## 2. Извлечение катионов кобальта(II) из растворов

Поскольку значения константы устойчивости комплексов кобальта(II) с этилендиаминтетраацетат-ионом значительно больше, чем  $\text{Co}^{2+}$  с цитрат- или оксалат-ионами, основное внимание уделено исследованиям по извлечению  $\text{Co}^{2+}$  из модельных нитратных растворов, содержащих ЭДТА.

При изучении замещения кобальта(II) на железо(III) в ЭДТА и последующего выделения коллективного гидроксидного осадка установлено (таблица 5), что, несмотря на существенное различие в константах устойчивости комплексонов с  $\text{Co}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$ , для протекания конкурентного катионного замещения при температуре 20 °С требуется значительное время, что, вероятно, может быть обусловлено большим абсолютным значением константы устойчивости органического комплекса кобальта(II). Так, выдерживание раствора в течение 3 суток обеспечивает извлечение кобальта лишь наполовину. При выдерживании раствора более длительное время (10 суток) степень извлечения кобальта возрастает до 71,6%. Однако более эффективное выделение кобальта(II) может быть проведено осаждением на гидроксиде железа в щелочной области pH при повышенной температуре. Высокие значения pH среды осаждения необходимы вследствие недостаточного малого значения произведения растворимости гидроксида кобальта(II).

**Таблица 5.** Соосаждение кобальта(II) железом(III) из раствора состава (мг/дм<sup>3</sup>): Co(II) - 4,9, трилон Б - 28,9

Термо-обработка, °С	рН осаждения	Остат. конц. Co(II), мг/дм <sup>3</sup>	Извлечение Co(II), %
20	12,00	2,14	56,3
70	12,00	1,43	70,8
20	12,60	1,39	71,6
70	12,60	0,04	99,2

Изучение влияния рН исходного раствора на замещение железом(III) кобальта(II) с извлечением последнего из раствора в виде гидроксидов показало (табл. 6), что, несмотря на протонирование ацидолиганда, замещение кобальта(II) железом(III) протекает существенно более полно при понижении рН раствора, т.е. в более кислых средах.

**Таблица 6.** Влияние рН исходного раствора на степень осаждения кобальта(II) железом(III) из раствора состава (г/дм<sup>3</sup>): Co(II) – 0,0102, трилон Б – 0,0575

рН исходного раствора	Остат. конц. Co(II), мг/дм <sup>3</sup>	Извлечение Co(II), %
7	3,25	68,1
3	1,01	90,1
2	0,55	94,6

Вероятно, образование катионных гидроксокомплексов железа(III) в значительной степени препятствует процессу замещения. Неполное извлечение кобальта(II) из раствора может быть связано с частичным окислением кобальта(II) в кобальта(III), образующий с этилендиаминтетраацетат-ионом более устойчивые, чем железо(III) ассоциаты.

В кислых растворах предложено проводить восстановление Co(III) до Co(II) введением в раствор водорастворимых соединений железа(II) с последующим замещением в органическом комплексе катионов кобальта(II) на железо(III) и выделение кобальта(II) не в составе коллективного гидроксидного осадка, а в виде сульфидов.

При использовании в качестве носителя сульфида железа отпадает необходимость использования сильнощелочной среды для выделения кобальта, поскольку сульфиды железа и кобальта полностью формируются при меньших значениях рН. Вместе с тем для полного осаждения кобальта(II) сульфидным осаждением необходимо поддержание рН раствора, обеспечивающего депротонирование сульфид-ионов.

В то же время при образовании устойчивого органического комплекса в щелочных средах возможно эффективное восстановление Co(III) до Co(II), если вводить в раствор сначала сульфид-ионы, а затем после введения солей железа выделять из раствора коллективный осадок.

Последующая доочистка раствора может быть эффективно проведена с использованием модифицированных сорбентов на основе гидратированных оксигидрофосфатов титана(IV).

По результатам исследований проведена апробация предлагаемого подхода к дезактивации ЖРО на технологических радиоактивных растворах с общим солесодержанием 660 г/дм<sup>3</sup>, содержащих комплексоны (химическое потребление кислорода 6800 мг O<sub>2</sub>/дм<sup>3</sup>) (табл. 7).

**Таблица 7.** Дезактивация высокосолевого боратного раствора ЖРО, содержащего комплексоны

Раствор	Удельная активность радионуклидов, Бк/кг	
	<sup>60</sup> Co	<sup>134,137</sup> Cs
Исходный	1,93·10 <sup>5</sup>	3,96·10 <sup>7</sup>
После дезактивации	4,15·10 <sup>2</sup>	7,74·10 <sup>5</sup>

Согласно разработанному подходу исходный раствор подкисляли до значений рН 3-3,5 (в этой области рН Fe<sup>3+</sup> образует более прочный комплекс с ЭДТА), вводили железо(III), раствор обрабатывали при 70-80°С. Затем для восстановления кобальта(III) до кобальта(II) и декомплексации последнего в растворе соединениями железа(III) был введен восстанавливающий реагент в виде сульфата железа(II). Осаждение проводили введением сульфида натрия при величине рН 4-6 с образованием коллективного осадка сульфида железа, содержащего радионуклиды кобальта. Осадок отделяли от маточного раствора. Маточный раствор подвергали циклу доочистки методом сорбции. В качестве сорбентов использованы разработанные в ИХТРЭМС КНЦ РАН иониты на основе оксигидрофосфатов титана(IV), обладающие высокими сорбционными характеристиками. Указанные сорбенты способны наряду с <sup>60</sup>Co сорбировать радионуклиды <sup>137</sup>Cs, <sup>134</sup>Cs, <sup>90</sup>Sr и ряд других радионуклидов. Следует отметить, что последующая термическая обработка таких отработанных оксигидрофосфатных матриц титана(IV) позволяет перевести их в кристаллическое минералоподобное состояние и надежно удерживать радионуклиды при длительном хранении.

Видно (таблица 7), что, используя такой подход, можно достичь достаточно низкой активности по радионуклидам <sup>60</sup>Co в ЖРО, которая практически соответствует требуемым нормативам. Кроме того снижается и активность по радионуклидам <sup>134,137</sup>Cs (98%).

Апробирована доочистка от радионуклидов щелочных нитратных технологических растворов ЖРО с общим солесодержанием 140 г/дм<sup>3</sup> для глубокой переработки с регенерацией из них борной, азотной кислоты и щелочи.

**Таблица 8.** Дезактивация низкоактивного раствора ЖРО, содержащего 140 г/дм<sup>3</sup> солей и комплексоны (ХПК - 50 мг O<sub>2</sub>/дм<sup>3</sup>)

Раствор	Удельная активность радионуклидов, Бк/кг		
	<sup>110</sup> Ag	<sup>125</sup> Sb	<sup>60</sup> Co
Исходный	1480	580	470
После дезактивации	<80	<25	<40

Дезактивация проводилась последовательным введением в раствор сульфид-ионов, солей железа, выделением из раствора коллективного осадка и доочисткой с использованием сорбента на основе гидратированных оксигидрофосфатов титана(IV).

## Выводы

Предложены подходы, обеспечивающие: возможность эффективной дезактивации содержащих органические комплексоны ЖРО до уровня, соответствующего санитарным нормам; значительное снижение энергозатрат, количества используемых реагентов и минимальную по отношению к очищаемому раствору массу подлежащей захоронению радиоактивной фазы;

использование выпускаемых российской промышленностью дешевых легко доступных реагентов и типового химического оборудования; простоту аппаратного оформления процесса; отсутствие химически агрессивных газообразных веществ, приводящих к повреждению оборудования; проведение процесса при атмосферном давлении и температуре, не превышающей 70°C.

Показана эффективность использования титано-фосфатных сорбентов, полученных в ИХТРЭМС КНЦ РАН из сульфата титанила и аммония, являющегося продуктом переработки титанового сырья.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Российского научного фонда (РНФ) в рамках научного проекта №17-19-01522.

#### Список литературы

1. Б.Е. Рябчиков. Очистка жидких радиоактивных отходов. - М.: ДеЛи принт, 2008, 516с.
2. В.В. Омельчук, М.Р. Стахив, А.Е. Савкин, Д.А. Фёдоров, В.И. Корнев. Разработка технологии и переработка кубовых остатков на Кольской АЭС // Безопасность окружающей среды. - 2007. №3, - С.34-37.
3. Э.П. Локшин, В.И. Иваненко, Х.Б. Авсарагов, Н.А. Мельник, В.В. Владимиров, В.Т. Калинин. Очистка водно-солевых растворов от радионуклидов фосфатами титана(IV) и циркония(IV) // Атомная энергия. - 2002. - Т.92, №2. - С. 118-123.
4. Э.П. Локшин, В.И. Иваненко, Х.Б. Авсарагов, В.Т. Калинин. Дезактивация жидких радиоактивных отходов с повышенным содержанием // Инновационный потенциал Кольской науки. - Апатиты: изд. КНЦ РАН, 2005, - С.160-166.
5. Л.Н. Москвин, В.В. Кривококов, А.К. Андрианов, А.А. Ефимов. Малоотходная технология химической дезактивации первых контуров энергетических установок с водным теплоносителем с использованием ионообменных методов очистки дезактивирующих растворов // Радиохимия. - 2010. - Т. 52. № 6. - С. 491-496.
6. В.А. Авраменко, С.Ю. Братская, А.В. Войт и др. Применение проточной гидротермальной технологии переработки концентрированных жидких радиоактивных отходов атомных станций // Химическая технология, - 2009. - Т. 10, № 5. - С. 307-314.
7. А. Е. Савкин. Разработка и испытания технологии переработки жидких радиоактивных отходов АЭС // Радиохимия. - 2011. - Т. 53, № 5. - С. 470-473.
8. Г. Шварценбах. Комплексометрическое титрование // Комплексометрия. Теоретические основы и практическое применение. Пер. с нем. - М.: Гос. науч.-техн. изд. хим. литературы, 1958. - С. 4-155.
9. Ю.Ю. Лурье. Справочник по аналитической химии. М.: Альянс, 2007. 448 с.
10. Селиверстов А.Ф., Ершов Б.Г., Лагунова Ю.О. и др. Окислительное разложение ЭДТА в водных растворах при действии УФ излучения // Радиохимия. - 2008. - Т.50, №1. - С. 62-65.
11. Pat. 4340499 USA, МПК<sup>3</sup> G21F 9/10, 9/12, 9/16. Method for treating radioactive solutions / G. Fischer. Заявл. 28.02.1980 Оpubл. 20.07.1982.
12. Пат. 2321909 РФ, МПК G21F 9/16 (2006/01). Способ переработки жидких радиоактивных отходов / В.А. Авраменко, В.Г. Добржанский, В.И. Сергиенко, С.И. Шматко. Заявл. 06.12.2006. Оpubл. 10.04.2008.
13. Пат. 2465666 Россия, МПКG21F 9/08 (2006.01). Способ переработки жидких радиоактивных отходов / А.А. Басиев, А.Ф. Селиверстов, А.Г. Басиев. Заявл. 29.12.2010; Оpubл. 27.10.2012.
14. Пат. 2467419 Россия. МПК G21F9/30 (2006.01). Способ очистки кубовых остатков жидких радиоактивных отходов от радиоактивного кобальта и цезия / Л.В. Шмаков, В.И. Перегуда, В. И. Черемискин и др. Заявл. 01.06.2011; Оpubл. 16.11.2012.

15. Э.П. Локшин, В.И. Иваненко, Р.И. Корнейков. Извлечение катионов кобальта(II) из растворов, содержащих этилендиаминтетраацетат- и оксалат-ионы // Атомная энергия. 2011. Т. 110. № 5. С. 285-287.

16. Пат. 2465664 Россия, МПК G21F 9/04 (2006.01) Способ обработки радиоактивного раствора / Э. П. Локшин, В. И. Иваненко, Р.И. Корнейков; Заявл. 09.08.2011; Оpubл. 27.10.2012.

---

## ПОСЛЕДНИЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ОБРАЩЕНИЯ С ГРАФИТОМ СI-36 В EDF

---

*Бернард Р. Понсе*

*Electricité de France, (EDF - DP2D)*

### АННОТАЦИЯ

До 2005 года первоначальный вариант обращения с накопленным радиоактивным графитом в EDF был основан на максимальных значениях величин, т.е. был очень пессимистичен. В 2008 г. компанией EDF был разработан научный метод по оценке объемов накопленного графита путем расчета реверсивной активации, чтобы ограничить возможность избыточной оценки.

Принципы расчета радиоактивных объемов сравнимы с используемыми в инженерно-технических исследованиях. Во-первых, расчет упрощается за счет ввода предельных значений, и если результаты неудовлетворительны, упрощения исключаются, чтобы уменьшить эти предельные значения, даже если расчет становится более сложным.

По накопленным объемам EDF значение, полученное в 2008 г., дало коэффициент 50 относительно первоначальной версии СI-36, даже с учетом очень негативной поправки на неопределенность. Сегодня, точный расчет *неопределенности более не обосновывает такой коэффициент. Относительно первоначальной версии СI-36 теперь получается значение в 150. Это более чем на два порядка больше, что уже достаточно для новой оценки* необходимых объемов захоронения, поскольку СI-36 — ключевой радионуклид.

После общего описания вопросов обращения с графитом во Франции в статье рассматривается научный процесс обращения с облученным графитом в EDF, чистота графита и ее последствия, особенности отбора проб, извлеченные уроки, описание первоначального метода, связь с демонстрацией совершенно случайной точки хлора в облученном графите и последние предлагаемые расчеты неопределенности по содержанию СI-36. Метод подтверждения для оценки концентрации, история разработки метода в EDF и его преимущества.

### ВВЕДЕНИЕ

#### Глобальный контекст

Великобритания (96 000 т), Россия (60 000 т), США (55 000 т) и Франции (23 000 т) составляют 90% от общего объема облученного графита в мире. Почти 10% этого объема, французский графит принадлежит совместной EDF (17 000 т), СЕА (5 000 т) и AREVA (1 000 т).

Графитовые отходы EDF образуются на АЭС первого поколения с газоохлаждаемыми реакторами на пло-



щадках «Шинон», «Сен-Лоран» и «Бюже». Все эти станции были окончательно остановлены в период 1973—1994 гг., эти шесть блоков: «Шинон А1» (70 МВт); «Шинон А2» (180 МВт); «Шинон А3» (360 МВт); «Сен-Лоран А1» (390 МВт); «Сен-Лоран А2» (465 МВт) и «Бюже 1» (540 МВт).

Все эти блоки типа «UNGG» (Uranium Naturel Graphite Gaz), проект реакторной установки разработан во Франции. Реакторы типа «UNGG» с графитовым замедлителем, охлаждаются диоксидом углерода и работают на природном металлическом уране.

Существует два основных типа графитовых отходов:

- Графитовая кладка, находящаяся в реакторах (~88% общего веса)
- Рукава, первоначально содержащие урановые картриджи, помещаемые в каналы и удаляемые во время извлечения топлива

#### Графит по французской типологии отходов демонтажа (табл. 1)

Графитовые отходы — часть долгоживущих низкоактивных отходов (ДЖ-НАО)

- Долгоживущие (>30 лет).
- С точки зрения радиологического состава преобладает C-14 и радионуклиды с низкой или очень низкой массовой активностью, полученный в результате облучения и активации примесей в графите.
- Площадка для захоронения изучается ANDRA (французским правительственным агентством по обращению с радиоактивными отходами).

#### Чистота графита АЭС, ключевой момент

Необходимо избежать соблазна делать широкие обобщения, например, об очевидной однородности материала графита, поскольку тщательный анализ показывает его явную неоднородность.

Это важно, потому что ложные интуитивные заключения об однородности ведут к:

- необоснованному занижению объемов пробоотбора и измерений;
- утрате уверенности в достоверности радиохимических измерений графита;
- выбору максимальных значений при количественной оценке объемов и
- бесстыдному использованию сопоставления форм данных измерений нейтронного потока, даже если это просто невозможно и делается только для того, чтобы не потерять лицо.

Чтобы понять, что эти обобщения - огромные ошибки, следует иметь в виду, что все зависит от чистоты графита, используемого на АЭС. В период эксплуатации реакторов типа «UNGG» использование небогатого урана (или с очень небольшим обогащением) требовало графита высокой плотности для значительного увеличения доли тепловых нейтронов и высокой чистоты для уменьшения количества поглощенных

нейтронов. Это был единственный способ обеспечения цепной реакции ядерного деления.

Формула Пьера Грея, инверсивно пропорциональная концентрации примесей, показывает, что относительные различия могут быть очень велики. Эту неоднородность, зависящую от чистоты материала, необходимо учитывать для расчета радиологического состава на основе активации примесей.

## РАДИОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ГРАФИТОВЫХ ОТХОДОВ EDF И ИНЖИНИРИНГ

### Оценка радиологического состава

Точная оценка радиологического состава является важным шагом в реализации программ по выводу из эксплуатации. Эта оценка должна проводиться очень осторожно, избегая упрощений, которые могут привести к чрезмерной оценке значений, и как можно раньше, потому что ее результаты имеют исключительно важное значение при принятии любых решений по утилизации и позже, при определении метода демонтажа.

Во Франции в случае с графитовыми отходами ключевой вопрос состоял в подтверждении возможности их захоронения в геологическом хранилище, площадка для которого в настоящее время изучается. Только с 1980 года концентрация C1-36 стала рассматриваться как ключевой момент.

В целях соблюдения правил транспортировки и по экономическим соображениям наиболее эффективным решением является бетонный контейнер вместимостью примерно на 2 тонны облученного графита. Упаковочный контейнер объемом 9,5 м<sup>3</sup> был разработан специально для графитовой кладки, чтобы избежать ненужной резки графита. Упаковочный контейнер был разработан в соответствии с проектом технических спецификаций для площадки захоронения. Относительно хода работ в EDF, следует отметить, что разработка упаковочного контейнера не относится к ее приоритетам, хотя компания внимательно следит за развитием событий.

В дальнейшем в статье основное внимание будет уделяться количеству C1-36 на площадке «Бюже 1» (BUG1). Эти результаты модно использовать для обращения с другими графитовыми отходами и большинством радионуклидов.

### Процесс инженерных исследований

Принципы оценки радионуклидного состава сопоставимы с методами, используемыми во всех инженерно-технических исследованиях. Первоначально расчет упрощается за счет использования предельных значений и, если результаты не удовлетворительны, некоторые упрощения исключаются, чтобы обеспечить соответствие поставленным задачам. Исходно оценить эти

Таблица 1

Массовая активность (Бк/г)	Тип отходов	Короткоживущие, т.е. не долгоживущие (>30 лет), ниже уровня CSA (Сюласэн)	Долгоживущие (>30 лет), выше уровня CSA
≈100	ОНАО	Работающее долгосрочное поверхностное хранилище в СИРЭ (Морвиль)	
1.00E+06	НАО	Работающее неглубокое хранилище в CSA (Сюласэн) и	
1.00E+09	САО	закрытое хранилище в CSM (Манш)	Изучение площадки CIGEO (вблизи Бюрэ в 2030 г.)
Из эксплуатации	ВАО	CIGEO (вблизи Бюрэ в 2030 г.)	

параметры невозможно, поскольку требования правилительственного агентства по обращению с радиоактивными отходами постоянно растут по мере выполнения им параллельных исследований в отношении предполагаемой площадки захоронения.

До 2005 г. с учетом огромного разнообразия результатов измерений по  $^{137}\text{Cs}$  без какой бы то ни было корреляции с мощностью нейтронного потока, температурными и другими данными, первоначальная редакция основывалась на максимальных значениях измерений. Такое упрощение основывалось на радиоактивном загрязнении потоком, поскольку ни одна общая модель не могла объяснить характер образования отложений из-за действительно сложной геометрии.

Согласно французскому закону номер 739 от 28 июня 2006 г. утилизация графита должна была начата в 2013 г. В 2008 г. после проведения ряда радиохимических измерений своих объемов графита EDF разработала научный метод для оценки радионуклидного состава этих объемов с помощью реверсивного расчета, цель которого - избежать чрезмерно больших цифр, предлагаемых первоначальной редакцией.

С учетом результатов оптимального расчета, умноженного на коэффициент максимально понижающей поправки на неопределенность, результат - по прежнему коэффициент 50 по  $^{137}\text{Cs}$ , относительно исходных расчетов объемов EDF.

Физические и математические характеристики графита объясняют пространственное распределение хлорных примесей и в настоящее время расчет неопределенности более не обосновывает такой понижающий коэффициент.

Используя метод оптимальной оценки, получается коэффициент в 150, что сильно отличается от предыдущих редакций. Это подтверждает, что содержание  $^{137}\text{Cs}$  вовсе не так велико, как казалось при первоначальных расчетах, основанной на самых больших измеренных значениях.

Далее будут даны научные объяснения процессу обоснования содержания радионуклида  $^{137}\text{Cs}$  в хранилище «Бюже 1»

## ПРОБООТБОР И ИЗМЕРЕНИЯ ГРАФИТОВЫХ ОТХОДОВ

### Пробootбор

- В целях статистической достоверности необходимо проведение множественных измерений (предполагается, что  $\approx 30$  достаточно).
- Примеры описаны ниже (выбор 11 каналов и 5 уровней для BUG1).
- Пробы весом 20-30 гр представляют собой порошок, из которого были взяты дополнительные пробы по 1 гр. для получения окончательных измерений и расчета средних значений по пробе.

### Результаты измерений

- Трехкратное различие по величинам минимальных и максимальных значений.
- Две научных причины, объясняющих такое различие по формуле Пьера Грея:
  - Крайне высокая чистота графита АЭС: не забывайте, что в качестве замедлителя на реакторах данного типа использовался графит высокой плотности, который содержит очень небольшие концентрации примесей, чтобы обеспечить кри-

стичность в условиях низкого обогащения уранового топлива.

- Очень маленький объем проб измеряемого измельченного графита, менее 1 гр., требуемый в соответствии с радиологическими ограничениями.

## ИЗВЛЕЧЕННЫЕ УРОКИ

### Первый вариант «выбор максимального значения» бессмыслен

Как правило, учитывая особенности обращения с отходами и незначительное количество измерений, традиционные методы обращения с радиоактивными отходами ведут к простому выбору максимальных значений из-за незнания явления. Ошибочность этого подхода будет продемонстрирована позже.

### Второй вариант «непосредственной активации примесей» еще хуже

Непосредственное использование классического подхода к расчету активации представляет собой вычисление активности по концентрации примесей в необлученном графите.

Границы обнаружения радиоактивных элементов лежат в области мг/т, а для нерадиоактивных - мг/кг. Такие концентрации значительно выше присутствующих в графите АЭС (из-за его высокой чистоты, необходимой для поддержания ядерной цепной реакции, как сказано выше).

Около 80 частиц на миллиард хлора было активировано на АЭС «Бюже» и «Сен-Лоран А2» до окончательного останова. Химическое определение хлора в графите АЭС совершенно невозможно, измерению поддается только  $^{137}\text{Cs}$ . Таким образом, 2-е решение, состоящее в расчете активирования примесей, здесь не подходит.

### Фактическая ситуация

- Нет никакой корреляции между мощностью (и, соответственно, мощностью нейтронного потока) и содержанием  $^{137}\text{Cs}$ . Разница в значениях мощности нейтронного потока, действовавшего на пробы, составляла примерно один порядок, а разница в концентрации  $^{137}\text{Cs}$  в этих же образцах могла различаться на три порядка.
- Нет никакой корреляции и между значениями  $^{137}\text{Cs}$  и другими макроскопическими параметрами, такими как температура.
- Отсутствует и пространственная корреляция  $^{137}\text{Cs}$ , т.е. имеет место «нагетт-эффект», согласно геостатистическому словарю. Эти выводы подтверждены результатами исследований в лабораториях СЕА. В одной лаборатории использовался пресс силой в несколько тонн, в другой - 150 тонн. В первом был получен больший разброс значений, который получались из анализа графитового порошка, чем во втором, где исследовались более крупные куски графита. Распределение хлора в графите имеет случайный характер, т.е. имеет место очевидный «нагетт-эффект».

## Реверсивный метод EDF

### Основные этапы формирования первой редакции метода EDF

1. «3D» карта расчета нейтронного потока по каждой колонне с использованием уравнений Больцмана.
2. При решении уравнений Бейтмана активация корректируется по доступным значениям, соответствующим

шим примесям, происходит итеративный  $C/M = Calcul/Mesure = 1$  процесс корректировки в сторону минимизации,  $\left| \sum_{i=1}^{i=N_{Rn}} (\ln C_{Rn,i} - \ln M_{Rn,i}) \right|$ , где  $N_{Rn}$  количественное значение измерения радионуклида «Rn». Используемый здесь логарифм дает возможность низким значениям измерений участвовать в процессе корректировки, но, как показано ниже, он также близок к «совершенно случайным» значениям с точки зрения распределения примесей.

3. Расчетное максимальное значение центральной предельной теоремы дает 95% интервал достоверности в отношении Со-60.

4. Максимальное значение по интервалу достоверности Со-60 согласно центральной предельной теореме умножается на максимальное значение его коэффициента, ранее рассчитанного по всему объему радионуклидов.

### Крупная ошибка в большую сторону при оценке в исходной редакции

В первой редакции метода расчет производился с использованием этапов 3 и 4, что вело к:

- намеренной ошибке в большую сторону за счет умножения 2 максимальных значений в диапазоне наибольшей достоверности 95% (увеличение гораздо большее, чем 2 знака после запятой, наиболее широко распространенное);
- в добавок ко всему, два приближения к оценке в большую сторону по центральной предельной теореме применяются в логарифмах, что ведет к росту оценки в большую сторону по экспоненте.

### Примеси в графите, процесс совершенно случайной точки пробоотбора

Чтобы избежать необходимости использовать центральной предельной теоремы в логарифмах и остаться в рамках положительных значений по экспонентам можно применить математический метод Пуассона, также известный как «совершенно случайный процесс». Он представляет с соответствующим мультипликативным коэффициентом учет Бк в пробе графита определенного объема.

С учетом классических отношений  $n$ -мерной геометрии биномиальные и пуассоновы пробы графита сравниваются с составом нескольких кусков в пробе.

Биномиальное распределение (с параметрами  $n$  и  $p$ ) - это вероятностное распределение количества положительных значений в независимых от  $n$  экспериментах типа «да/нет», каждый из которых стремится попасть в вероятность  $p$ . Биномиальное распределение часто используется для моделирования последовательностей в пробе размера  $n$ , изъятый с заменой из выборки  $N$ . Если отбор производится без замены, получаемый рисунок не независим, соответственно получаемое распределение не биномиальное, а  $n$ -мерное. Следует отметить, что если  $N$  намного больше  $n$ , биномиальное распределение дает хорошее приближение, которое широко используется.

В качестве модели для пробоотбора и учета каждого Беккереля, как соответствующего, так и не соответствующего С1-36, взято сравнение между 20 гр. пробой графита и 2000 т графитовой колонной в кладке, которое показывает, что «выборка без замены» и «выборка с заменой» дают в случае графита идентичные результаты.

Пуассоново распределение может использоваться для расчета биномиального приближения  $B(n,p)$ :

если  $n > 30$ ,  $p < 0.1$ ,  $np(1-p) \leq 10$  и  $\lambda = np$   $P(X = k) \approx \frac{\lambda^k}{k!} e^{-\lambda}$ .

Во всех случаях процесс с точкой Пуассона обладает характеристикой стохастической независимости каждой точки относительно всех других точек в процессе, что также известно как «чистый или совершенно случайный процесс выборки».

### Последствия статистических характеристик примесей

Случайное распределение  $S$  получается в результате пробоотбора из измельченных кусков графита, частицы которых тщательно перемешиваются. Применение формулы Пьера Грея к графиту при пробоотборе согласно процессу Пуассона показывает:

$$S_{Gy} = E(S) = \frac{E(\sqrt{S})}{E\left(\frac{1}{\sqrt{S}}\right)}, \text{ а также}$$

$$\frac{E\left(\sqrt{\frac{S}{S_{Gy}}}\right)}{E\left(\sqrt{\frac{S_{Gy}}{S}}\right)} = 1 \Leftrightarrow E\left(\sqrt{\frac{S_{Gy}}{S}} - \sqrt{\frac{S}{S_{Gy}}}\right) = 0$$

$$\text{при } \sqrt{\frac{C_i}{M_i}} - \sqrt{\frac{M_i}{C_i}} = \sum_{m=0}^{\infty} \frac{1}{(2m+1)!} \frac{1}{2^{2m}} \left[ \ln \frac{C_i}{M_i} \right]^{2m+1} = \ln \frac{C_i}{M_i} + o\left(\left[\ln \frac{C_i}{M_i}\right]^2\right),$$

$\ln \frac{C_i}{M_i}$  - это приближение второго порядка и этапа 2 метода EDF, который можно слегка откорректировать  $\sqrt{\frac{C_i}{M_i}} - \sqrt{\frac{M_i}{C_i}}$ , заменив  $\ln \frac{C_i}{M_i}$ .

С учетом соответствующих логарифмических характеристик,  $S$  следует рассматривать как среднее значение случайной выборки исходной точки Пуассона  $X$  по графиту. Если  $\lambda$  - параметр графита по процессу с точкой Пуассона показывает более серьезное значение рассматриваемого радионуклида, данный параметр  $\lambda$  рассчитывается по следующему уравнению:

$$\varepsilon = \frac{1}{n} \left( \sum_{i=1}^{i=n} \ln \frac{C_i}{M_i} \right) = \sum_{k=0}^{\infty} \left( e^{-\lambda} \frac{\lambda^k}{k!} \ln \frac{1 + \frac{1}{\kappa}}{\frac{k}{\lambda} + \frac{1}{\kappa}} \right)$$

( $\varepsilon \leq 10\%$  из-за немного изменившихся условий) и  $k$ , фактор увеличения между средним значением и пределом обнаружения, который достаточно велик и очень близок к Пуассонову распределению.

### Интервалы достоверности по Пуассону и пробы

Расчет дает:

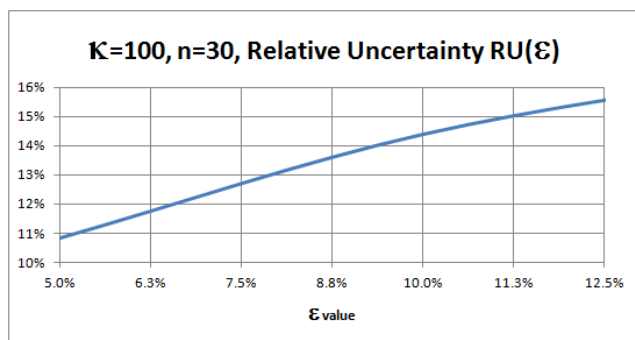
$$\left[ \frac{\lambda_{\text{inf}}}{\lambda}, \frac{\lambda_{\text{sup}}}{\lambda} \right] = \left[ \frac{\chi_{2N; p_{\text{sup}}}^2}{2(N+1)}, \frac{\chi_{2(N+1); p_{\text{inf}}}^2}{2N} \right] \text{ с } N = \text{Int}(n\lambda), \text{ составля-$$

ющей  $n\lambda$ .

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-t^2/2} dt \text{ and } N \geq 50 \Rightarrow \left[ \frac{\lambda_{\text{inf}}}{\lambda}, \frac{\lambda_{\text{sup}}}{\lambda} \right] \cong \left[ 1 + \frac{\Phi^{-1}(p_{\text{inf}})}{\sqrt{N}}, 1 + \frac{\Phi^{-1}(p_{\text{sup}})}{\sqrt{N+1}} \right]$$

Это дает  $\left[1 - \frac{1.96}{\sqrt{N}}; 1 + \frac{1.96}{\sqrt{N+1}}\right]$  95% интервал достоверности (обычный коэффициент увеличения составляет 1.96).

При относительной неопределенности  $RU(\varepsilon) = \frac{1}{1 + \frac{1}{\kappa} \sqrt{N}}$ , с  $\kappa = 100$  (1% отличия от распределения по Пуассону) и  $n=30$ , расчет дает следующий результат:



Этот результат отражает нижний уровень неопределенности по составу радионуклидов, образовавшихся в результате активации примесей и очень близок к совершенно случайному распределению.

#### Метод подтверждения оценки концентрации

3D карты нейтронного потока и измерения состава проб на АЭС «Бюже 1» и «Сен-Лоран А2» (достаточно сильно отличающиеся станции) дали примерно одни и те же значения в 80 частиц на миллион хлора, активированного в состоянии Cl-36 в процессе эксплуатации. Это не так в пробах на АЭС «Сен-Лоран А1» и «Сен-Лоран А2», но результаты, тем не менее, аналогичны.

Единственное объяснение, которое может дано этим различиям - отличия сырья для производства графита.

Примечание: в расчете не учитывается сырье (каменный уголь), из которого изготавливался графит. Тем не менее, только по значениям расчетов можно различить графит, произведенный из месторождений в Лиме (АЭС «Бюже 1», «Сен-Лоран А2») и Локпорте (АЭС «Шинон А3», «Сен-Лоран А1»).

#### История реверсивного метода расчета в EDF

- 2008: Разработка реверсивного метода Бернаром Понсэ.
- 2012: ANDRA (французское правительственное агентство по обращению с радиоактивными отходами) провело его валидацию и отметило, что разработанный EDF метод радиологической инвентаризации пригоден к использованию, поскольку основан на измерениях графитовых проб.
- 2013: Публикация Шпрингера «Метод оценки инвентаризации радионуклидов облученного графита в отходах от газоохлаждаемых реакторов» по Б. Понсэ & Л. Пети. Журнал Радиоаналитической и ядерной химии (2013) 298:941-953.
- 2013: Первое представление в Национальный совет по оценке для подготовки научно-технической информации для Парламента.
- 2014: Второе представление и валидация в Национальном Совете по оценке.

- 2015: Валидация IRSN, научно-техническая поддержка французских надзорных органов.
- 2015: Валидация Постоянной экспертной группой, назначенной французским надзорным органом для управления радиоактивными отходами EDF.
- 2016: «Обратный метод определения радиологического объема облученного графита», Грегори Никэ & Бернар Понсэ - KERNTECHNIK

## ВЫВОДЫ

### Точный и простой 95% доверительный интервал расчета

Методика дает более позитивный расчет интервала погрешности, что позволяет получить коэффициент примерно 150 по сравнению с 50 за счет «оптимальной оценки» из-за снижения уровня неопределенности для этих запасов.

### Возможности дезактивационной обработки

Для обеспечения возможности использования дезактивационной обработки EDF участвует в различных рабочих группах МАГАТЭ.

Основная задача - научно обосновать эффективность дезактивации, которая остается ниже, чем высокие различия между 2 случайные пробами по «нагетт-эффекту» без какого-либо обработки.

## ФРАНЦУЗСКАЯ ПРОГРАММА ДЕМОНТАЖА ГРАФИТА ГАЗОВЫХ РЕАКТОРОВ

*Эстель Дерошэ, Кристоф Дорье*  
*Electricité De France (EDF) – Direction des Projets*  
*Déconstruction et Déchets (DP2D)*  
*Ligne Projet Déconstruction Réacteurs Graphite (LP3)*

## АННОТАЦИЯ

Графитовые газовые реакторы EDF были закрыты в начале 1990-х после более чем 20 лет работы. С того времени были проведены многие мероприятия по демонтажу оборудования реакторной установки, что привело к вывозу более 80000 тонн отходов.

Результаты детальных исследований демонтажа реакторных установок, проводимые EDF с 2013 г., привели EDF к выводу о необходимости глубокого пересмотра общей программы вывода из эксплуатации этих реакторов с учетом особенностей их конструкции и размеров. Сложность работ по выводу из эксплуатации требует сохранить прогрессивный подход к усилению сценария по выводу из эксплуатации и контролю наиболее важных операций (вскрытие верхнего слоя бетона, вывоз графитовых блоков и демонтаж основных несущих конструкций). Этот подход предусматривает полный вывод из эксплуатации первого реактора серии - «ШИНОН А2» - прежде чем приступить к выводу из эксплуатации других установок этого типа. Для 5 газо-графитовых реакторов эта новая последовательность операций приводит к отсрочке демонтажа до окончания работ на АЭС «ШИНОН А2», а также к сдвигу вперед по графику ряда операций, которые были первоначально планировались в выполнении в конце реализации программы. Этот новый график позволяет EDF свести к минимуму

риски, связанные с выводом из эксплуатации, а также наличием графитовых отходов в хранилище.

Кроме того, EDF приняла решение реализовать промышленную демонстрационную программу снижения рисков для всех графитовых реакторов, выводимых из эксплуатации. На пилотной площадке будут размещены макеты крупных секций внутрикорпусных устройств, которые будут использоваться, чтобы продемонстрировать осуществимость (нормальная конфигурация, режимы деградации,...), для квалификации процессов (и их ограничений), оптимизации сценария путем тестирования альтернативных (в том числе и инновационных) технологий, управления отходами производства, оптимизации основных механизмов развертывания системы, известной под названием демонстрационной платформы. Для оптимизации процесса испытаний будет использоваться опыт EDF по разработке конкретных инструментов для выполнения исследований и отбора проб в графитовой активной зоне. Натурные макеты будут дополнены виртуальной 3D моделью для дополнительной компьютерной имитации. Первым графитовым реактором, который будет выведен из эксплуатации в EDF будет АЭС «ШИНОН А2», однако, испытательная установка будет также использоваться для разработки аналогичных программ испытаний для других графитовых реакторов.

## ВВЕДЕНИЕ

Являясь владельцем и эксплуатирующей организацией атомных электростанций (АЭС) во Франции, компания «Electricité de France» (EDF) должна выполнять роль архитектора-интегратора на протяжении всего жизненного цикла АЭС; начиная с разработки и концепции проекта АЭС, до их эксплуатации и вывода из эксплуатации.

В последние 20 лет EDF активно ведет работы по выводу АЭС из эксплуатации. В настоящее время EDF выполняют работы по демонтажу 9 реакторов разных проектов (1 тяжеловодный реактор, 1 реактор на быстрых нейтронах, 1 реактор с водой под давлением и 6 графитовых реакторов).

EDF накопила ценный опыт в этой области, выполняя работы на протяжении ряда лет и с применением различных технологий, которые должны быть приняты во внимание. Тем не менее, EDF неуклонно стремится к повышению технического и финансового контроля процессов вывода из эксплуатации при одновременном увеличении уверенности заинтересованных сторон и общественной приемлемости своей деятельности.

Для концентрации в одном месте технологий, навыков, компетенций, технических и экономических средств и ресурсов в области вывода из эксплуатации EDF в 2015 году приняла решение о создании тематической дирекции: DP2D (Дирекции по проектам вывода из эксплуатации и обращению с отходами).

К ведению данной дирекции отошли не только проекты EDF по выводу из эксплуатации и соответствующие человеческие ресурсы, но также установки EDF по переработке отходов, расположенные в трех странах, объединенные в специализированный холдинг под названием «Cyclife».

В данном документе описывается стратегия EDF по выводу из эксплуатации газо-графитовых реакторов.

## СИТУАЦИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗО-ГРАФИТОВЫХ РЕАКТОРОВ В МИРЕ

Графитовые реакторы широко применялись, когда производство низкообогащенного урана еще не было

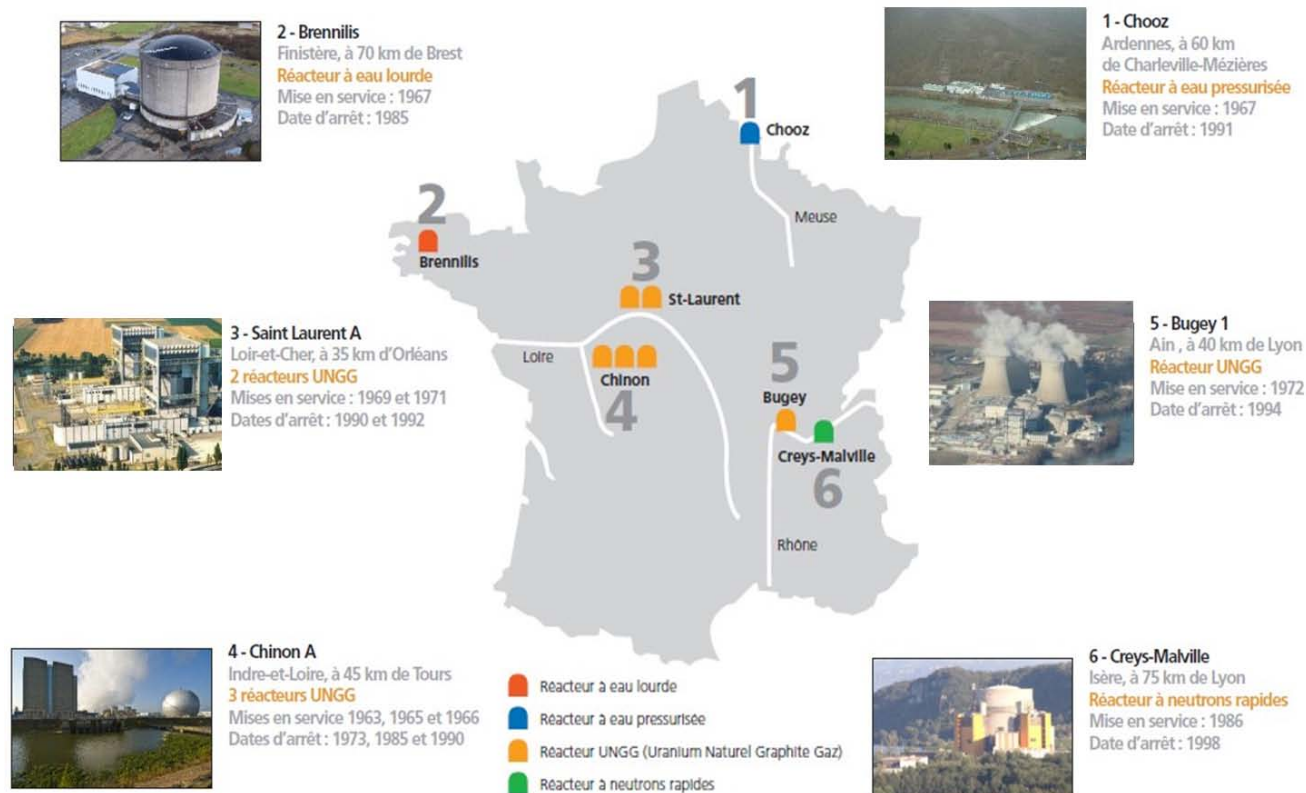
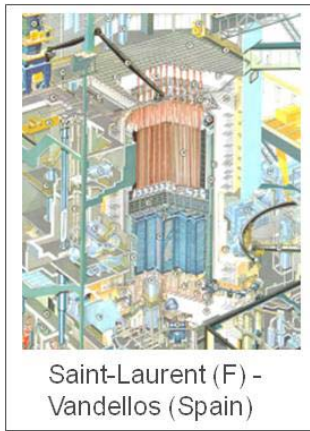
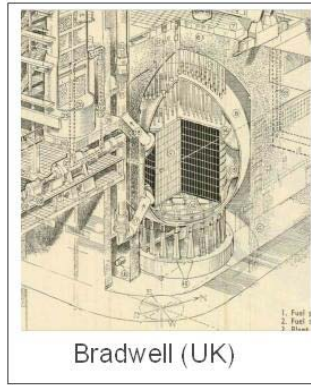


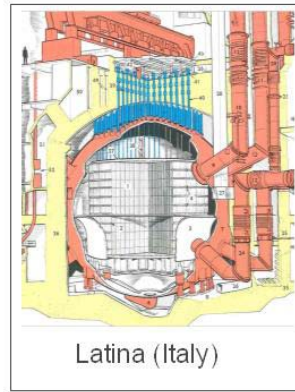
Рис. 1. Площадки АЭС, где EDF ведет работы по выводу из эксплуатации - атомные электростанции первого поколения



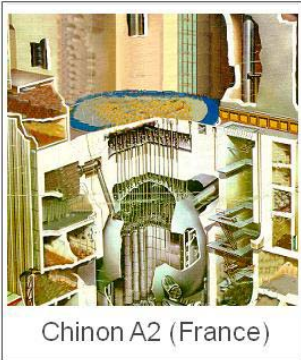
Saint-Laurent (F) -  
Vandellos (Spain)



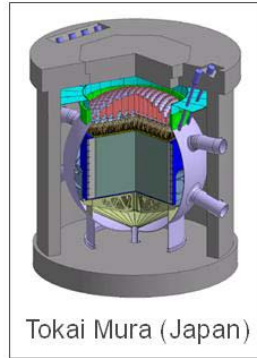
Bradwell (UK)



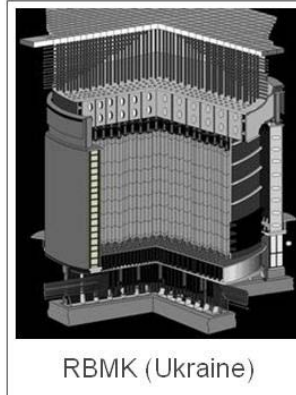
Latina (Italy)



Chinon A2 (France)



Tokai Mura (Japan)



RBMK (Ukraine)

Рис.2. Газо-графитовые газовые реакторы в мире

поставлено на широкую промышленную основу и по экономическим причинам отдавалось предпочтение использованию графита в качестве замедлителя.

В то время во Франции и Великобритании параллельно разработали проекты реакторных установок «UNGG» и «Magnox». В период проектирования EDF и CEA (Centre d'Etudes Atomique) АЭС «Шинон-2» между двумя странами установилось очень тесное сотрудничество.

Несколько реакторов этой серии также были экспортированы в Италию, Испанию и Японию. Графитовые реакторы российского проекта (РБМК) немного отличаются, однако, ряд вопросов, особенно касающихся извлечения графита, имеют общий характер.

Вопрос вывода из эксплуатации графитовых реакторов особенно остро стоит в следующих странах: Вели-

кобритании (26 остановлено и 14 работают), Франции (9), Германии (2), Италии (1), Испании (1), России (9) Украине (4), Литве (2), Японии (1), США (1).

Из имеющегося парка графитовых реакторов 14 все еще находятся в эксплуатации (в Великобритании, 54 было остановлено и только 2 («Форт Сен-Вран», FSV, в США и «Виндскейл», WAGR, в США) были полностью демонтированы более 20 лет назад.

Габаритные параметры реакторов EDF в сравнении с FSV и WAGR представлены в табл. 1.

Французские газо-графитовые реакторы в десять раз больше, чем два уже демонтированных реактора. Поэтому демонтаж реакторов EDF представляет собой сложную техническую задачу и первым проектом в серии во всемирном масштабе.



Рис. 3. Газо-графитовые газовые реакторы в мире

**Таблица 1.** Габаритные параметры реакторов EDF в сравнении с демонтированными реакторами FSV и WAGR

	<b>BUG1 540 МВт(эл)</b>	<b>CHA2 210 МВт(эл)</b>	<b>FSV 320 МВт(эл)</b>	<b>WAGR 33 МВт(эл)</b>
Объем бетона, (м³)	24000	14600	5000	1300
Количество графитовых блоков	15780	25000.	1500.	3444.
Объем бетона, (м³)	9000	9000.	1250.	255.
Количество теплообменников	54	96.	12.	4.

## СЦЕНАРИИ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗО-ГРАФИТОВЫХ РЕАКТОРОВ EDF

Проект газо-графитовых реакторов предусматривает наличие массивных бетонных конструкций и очень компактных внутрикорпусных устройств сложной конфигурации (металлических и графитовой кладки), поэтому выбор сценария демонтажа является ключевым фактором в контроле рисков и длительности работ.

Выбор подводного или воздушного сценария демонтажа реакторов UNGG обусловлен следующими факторами:

- Контроль технических рисков на разных этапах демонтажа при соблюдении требований ядерной безопасности, ограничение выбросов в окружающую среду, безопасность работников, выполняющих демонтажные операции;
- Оптимизация продолжительности демонтажных операций за счет их правильного планирования;
- Оптимизация объемов и качества производимых отходов в соответствии с техническими характеристиками хранилищ;
- Оптимизация выбросов в окружающую среду, а также дозовых нагрузок сотрудников во время выполнения работ.

Международный бенчмаркинг показывает, что демонтаж большинства графитовых реакторов может осуществляться в соответствии с воздушным/сухим сценарием, что обусловлено:

- отсутствием хранилища графита, что откладывает начало строительства и, таким образом, снижает интерес к воде в сторону радиационной защиты из-за радиоактивного распада;
- особенностями конструкции установки, которая не обеспечивает герметичность, необходимую для реализации водного сценария;
- горизонтальной геометрией реактора, которая осложняет доступ через верхнюю часть реакторной установки;
- большим объемом подготовительных работ, необходимых для достижения надежной герметичности реактора в течение всего срока выполнения работ.

В 2005 г. выбор EDF склонялся к подводному, а не к воздушному сценарию для 4 из 6 реакторов типа «UNGG» («ШИНОН А3», «СЕН-ЛОПЕН А1 и А2» и «БЮЖЕ 1») с учетом соображений продолжительности/график графика работ и дозовых нагрузок. В то время международный опыт был очень ограничен: обратная связь была доступна только по одному проекту промышленного масштаба - выводу из эксплуатации АЭС «Форт Сен-Вран».

Последние результаты подробных исследований, проведенных EDF, показали, что продолжительность

работ по подводному демонтажу больше, чем предполагалось первоначально. Ряд вопросов и рисков приобрели большую актуальность, такие как герметичность, коррозия, объемы вторичных отходов,.. Помимо этих аспектов, выявились некоторые другие, ранее непрогнозируемые вопросы, которые несомненно придется решать в ходе процесса вывода из эксплуатации, так как ни одна из существующих реакторных установок, эксплуатируемых в мире, независимо от применяемой ядерной технологии, не проектировался с учетом демонтажа. Это еще более справедливо в отношении графитовых реакторов, поскольку их проекты предусматривают различные типы ремонтов и технического обслуживания, а также разные политики в отношении замены компонентов.

**Таблица 2.** Сравнение воздушного и подводного сценариев для газо-графитового реактора АЭС «Бюже 1»

	<b>Водный сценарий</b>	<b>Воздушный сценарий</b>
Продолжительность:	25 лет	23 года
Общая дозиметрия	2,5Н Зв	1,3 Н. Зв
Объем вторичных отходов, в зависимости от сценария	4500 т (в том числе и система очистки и связанные ее работой отходы - фильтры)	3260 т

В 2015 г. EDF приняла решение изменить сценарий с подводного на воздушный для всех 6 газо-графитовых реакторов.

Несмотря на различия и сходство между этими 6 газо-графитовыми реакторами EDF, будет принят общий сценарий демонтажа в следующей последовательности:

- Демонтаж бетонной опорной плиты и новой гермооболочки с платформы;
- Установка оборудования дистанционного демонтажа в верхней части реакторной установки;
- Демонтажные операции с платформы;
- Верхние металлоконструкции (внутренние);
- Графитовая кладка;
- Нижние металлоконструкции (несущие конструкции активной зоны);

Общая продолжительность демонтажа АЭС «Шинон А2» составит около 25 лет, в том числе с учетом установки демонтированного оборудования и подготовительного этапа, который займет от 5 до 7 лет.

На этом этапе оценка продолжительности проекта основана на поточном исследовании с учетом подробного плана демонтажа всех конструкций, амортизации оборудования и характеристики отходов.

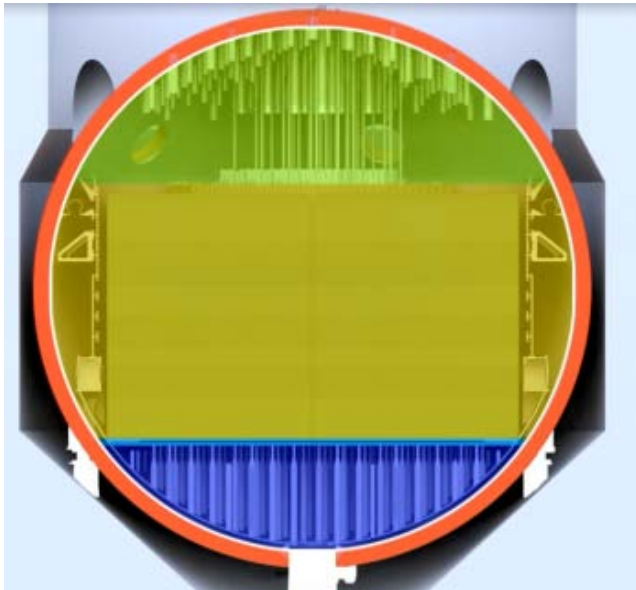


Рис. 4. Структуры внутри реактора - пример АЭС «ШИНОН А2»

Срок в 25 лет получается с учетом огромного объема работы, ее сложности и геометрии реактора (260 000 графитовых блоков...).

Эта оценка может быть чрезмерно оптимистичной с учетом основных угроз, связанных с особенностями проекта газо-графитовых реакторов: бетон (вскрытие реактора и биологической защиты), металлические конструкции, а также графитовая кладка.

Опыт WAGR продемонстрировал технико-экономическую обоснованность использования возможностей дистанционно-управляемого оборудования для демонтажных работ на графитовом реакторе небольшого размера. Скорость выполнения демонтажных работ, продемонстрированная на небольшом реакторе, должна быть существенно увеличена при реализации проектов вывода из эксплуатации UNGG с учетом необходимости минимизации рисков и соблюдения отраслевых стратегий. Учитывая особенности природы графита, конструкции ее кладки, историю активации, имеющийся опыт не может быть напрямую перенесен на демонтаж графитовой кладки.

До начала натурных работ на площадке графитового реактора должны быть рассмотрены многие аспекты минимизации рисков.

## МИНИМИЗАЦИЯ РИСКОВ НА ГАЗО-ГРАФИТОВЫХ РЕАКТОРАХ

В целях управления сроками демонтажа реакторов в минимизации рисков EDF приняла решение о проектировании и постройке новой демонстрационной площадки по выводу АЭС из эксплуатации, предназначенной для оценки и обеспечения безопасности сценариев вывода из эксплуатации, применения дистанционно-управляемого оборудования, обучения операторов, корректировки и апробирования программ для решения неизбежных и неожиданных вопросов, которые, несомненно, возникнут. Кроме того, необходим учет специфики, связанной с оптимизацией обращения с отходами, уменьшению объемов вторичных отходов, улучшению упаковочных контейнеров.

Все эти аспекты являются частью общего плана испытаний, направленного на улучшение общего техни-

ческого и финансового управления вывода из эксплуатации путем за счет минимизации рисков.

Данная промышленная демонстрационная установка может использоваться для испытаний инструментов и методологий, которые будут применяться при выводе из эксплуатации других французских АЭС типа «UNGG», а также и на всех других графитовых реакторах в мире.

Цель - обеспечить подготовку персонала по вопросам обеспечения безопасности, управления графиком, снижения затрат, повышения, эффективности работы операторов и сведению к минимуму дозовых нагрузок, объемов вторичных отходов, ... Она позволит повысить общественную приемлемость всей ядерной промышленности.

Установка будет построена вблизи АЭС «Шинон». Установка (около 20 м высотой, 50 м длиной и 30 м шириной) будет построена для проведения испытаний, улучшения и оптимизации различных известных и инновационных технологий, связанных с обращением с радиоактивными отходами, физическим тестированием цифровых моделей.

Соответственно, установка разделена на 3 основные части: i) крупномасштабный экспериментальный зал, (ii) цифровая платформа 3D-моделирования с прямым видом на экспериментальный зал и (iii) административные и служебные помещения.

Данная демонстрационная установка разрабатывается с учетом принципов крупномасштабного проектирования для демонстрации и оптимизации сценариев демонтажа всех типов реакторных установок, в качестве пилотного проекта будет использоваться вывод из эксплуатации и демонтаж АЭС «Шинон А2».

Многочисленные риски, перечисленные в анализе безопасности демонтажа, связаны со сложностью процессов вывода из эксплуатации данного типа реакторов, в основном, из-за их размеров и наличия графита.

На демонстрационной установке уже предполагается установить и использовать несколько крупномасштабных макетов. Представительные макеты конкретной секции реакторной установки АЭС «Шинон А2» обеспечат возможность выполнения всех необходимых работ по минимизации рисков, связанных со сценарием демонтажа.

Макеты могут использоваться для проведения ряда испытаний, например:

- Испытания оборудования для дистанционной резки и сверления бетона с учетом его характеристик и различных конфигураций;



Рис. 5. Проект демонстрационной установки



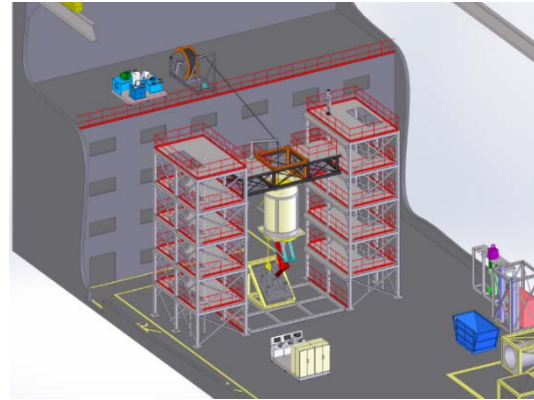
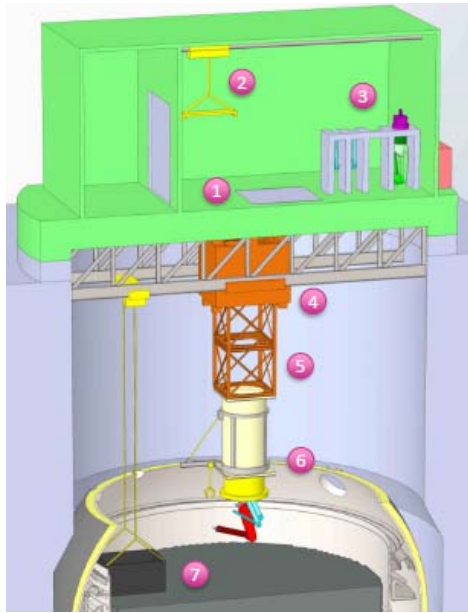


Рис. 6. Пример выполнения операции на демонстрационной установке и аналогичной работы на реакторе

- Испытания оборудования для дистанционного перемещения крупногабаритных бетонных блоков;
- Испытания оборудования для дистанционной резки и сверления металлоконструкций (корпус, периферийные устройства, опорные конструкции активной зоны...);
- Испытания технологий извлечения графитовых блоков и элементов кладки (включая самые неблагоприятные случаи);
- Обращение с асбестом во время резки корпуса (плотно-прочные боксы);
- Обеспечение доступа различных инструментов в разные зоны реакторной установки (длинные дистанции, видеосистемы);
- Работа в неблагоприятных условиях: сломавшиеся или застрявшие инструменты, обвал конструкций, деформация и застревание отходов.

Для завершения результатов испытаний на макетах, кроме того, разрабатываются цифровые инструменты:

- Поведение бетона (особенно в преднапряженных конструкциях) при вскрытии;
- Цифровые расчеты по прогнозированию поведения и обеспечения стабильности сферической части гермооболочки, элементов жесткости каркаса и опорной плиты;
- Помощь оператором до (обучение) и во время выполнения работ (корректировка);
- Оптимизация последовательность операций во время демонтажа.

Эти цифровые инструменты будут использоваться в качестве средств поддержки при выполнении работ на АЭС «ШИНОН А2».

Основная цель промышленно-демонстрационной установки - повысить ядерную безопасность при выполнении демонтажных работ, в особенности, за счет минимизации общих рисков и рисков, возникающих после вскрытия корпуса реактора.

Оптимизация будет осуществляться в следующих областях:

- Радиационная защита, охрана здоровья и безопасности операторов (проведение испытаний альтернативных методик и их готовность к использованию);

- Объемы первичных и вторичных радиоактивных отходов;
- Сценарии демонтажа за счет испытаний альтернативных (инновационных) технологий;
- Проект и работа основных инструментов, используемых для демонтажа.

Эти испытания будут использоваться для подтверждения технико-экономической обоснованности промышленно-демонстрационной установки (нормальная конфигурация, режимы деградации...) и аттестации технологий демонтажа, оптимизации их работы и пределов. Данные, накопленные в ходе всех этих испытаний помогут в валидации многочисленных цифровых 3D моделей и разработать индивидуальные программы обучения, максимально приближенные к реальным условиям демонтажа.

Основные работы по проектированию промышленно-демонстрационной установки были завершены в 2017 г., а строительство будет закончено в 2021 г. Важнейшим ключевым этапом станет начало проведения испытаний, запланированное на 2022 г., чтобы успеть провести их к 2032 г., началу демонтажа реакторной установки АЭС «Шинон А2».

В течение вывода из эксплуатации АЭС «Шинон А2» промышленно-демонстрационная установка будет работать для поддержки разработки инструментов и цифровых имитаций на основе получаемой обратной связи.

После 2032 г. она будет использоваться для оценки сценариев вывода из эксплуатации других типов реакторных технологий и для поиска решений и обучения операторов действиям в непредвиденных ситуациях, которые неизбежно проявятся в ходе работ. Она может использоваться в качестве платформы для испытаний и внедрения инноваций в робототехнике и дистанционном управлении...

Данная промышленно-демонстрационная установка может стать местом международного сотрудничества между организациями/странами, вовлеченными деятельность по демонтажу реакторных установок: Франции, Великобритании, Германии, Италии, Испании, Японии, России, Литвы и т.п.

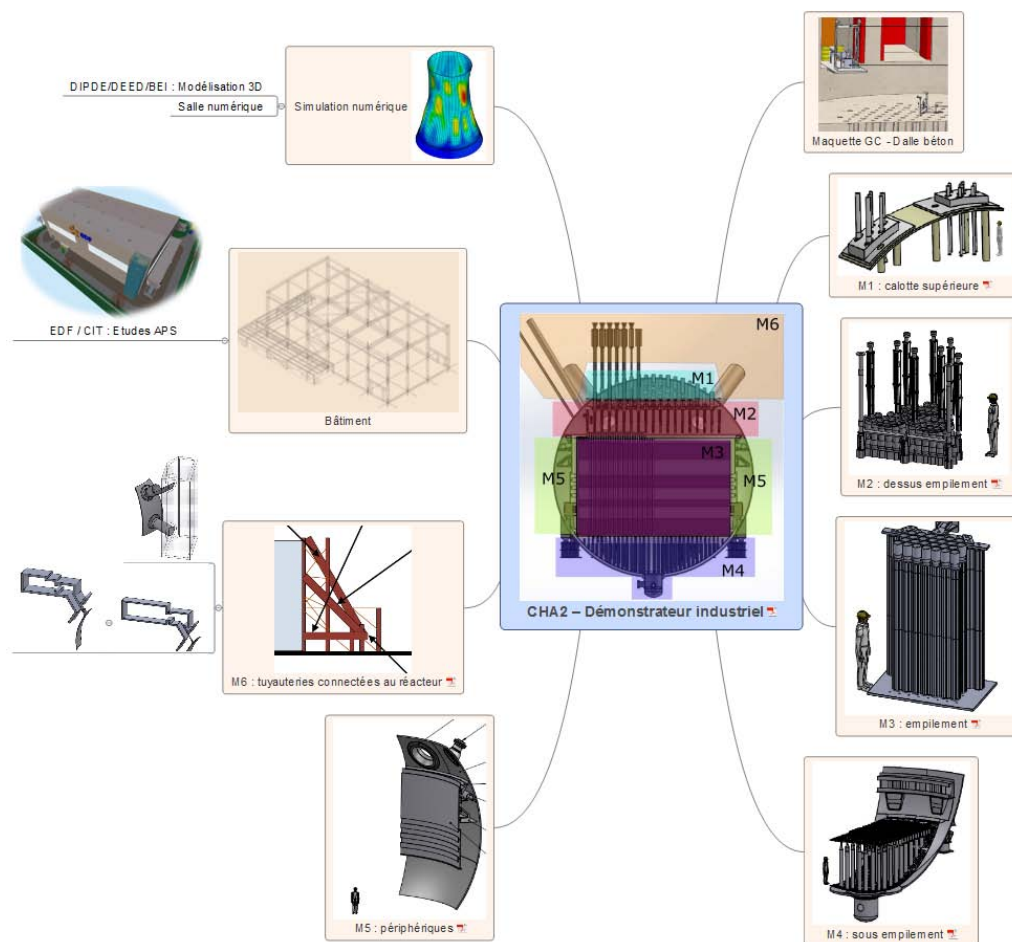


Рис. 7. Комплект макетов, разрабатываемый для промышленно-демонстрационной установки

## СТРАТЕГИЯ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗО-ГРАФИТОВЫХ РЕАКТОРОВ EDF

Итак, EDF разработан прогрессивный подход для обеспечения вывода из эксплуатации, в частности, в рамках проекта по строительству промышленно-демонстрационной установки до начала реального вывода из эксплуатации АЭС «Шинон А2».

АЭС «Шинон А2» была выбрана в качестве первой станции, которая будет выведена из эксплуатации в соответствии с моделью анализа по нескольким критериям. В рамках этого анализа АЭС «Шинон А2» является наиболее типовым представителем европейского семейства графитовых реакторов, а также графитовых реакторов некоторых азиатских стран.

Таким образом, новая стратегия EDF основана на следующих принципах:

- Выбор сценария воздушного демонтажа для всех реакторов типа «UNGG», что позволит объединить результаты исследований и разработок оборудования и технологий по обращению с отходами, их кондиционированию, и применить ценный опыт, накопленный при выводе из эксплуатации различных реакторных установок;
- Применение опыта, который будет накоплен при демонтаже реакторной установки АЭС «ШИНОН А2» в качестве первого проекта в серии при выводе из эксплуатации остальных пяти АЭС; Сооружение и эксплуатация промышленно-демонстрационной

установки до начала вывода из эксплуатации АЭС «ШИНОН А2» для контроля всех технических рисков, связанных с основными этапами демонтажных операций;

- Реализация на остальных пяти реакторах в течение ближайших 15 лет программы работ по переводу их в безопасное состояние, выполнение программ управления старением, демонтажа электротехнического оборудования реакторных установок, демонтажем (полным или частичным) зданий и периферийных конструкций. Для обеспечения безопасности установок в долгосрочной перспективе будут проводиться специальные программы экспертной оценки и контроля.

Такая последовательность нашла свое отражение в представленном ниже общем графике, согласованном с французскими органами ядерного регулирования.

Этот график будет актуализироваться с учетом процесса минимизации рисков и результатов выполнения работ по выводу из эксплуатации.

## ВЫВОДЫ

Актуализированная стратегия EDF по реализации программы вывода из эксплуатации газо-графитовых реакторов была выпущена в 2015 г., пересмотр был связан с высоким уровнем технических рисков демонтажных работ, которые продлятся более 25 лет на каждом газо-графитовом реакторе.

В ближайшие годы будет построена промышленно-демонстрационная установка, начало макетных испы-



### Risk mitigation all along the program

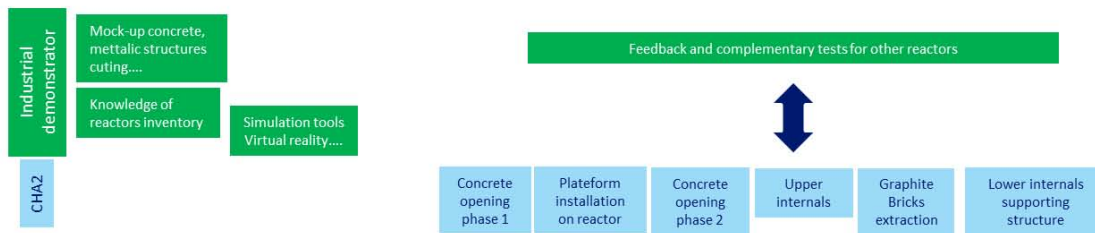


Рис. 8. Общий вид программы вывода из эксплуатации французских газо-графитовых реакторов

таний на ней запланировано на 2022 г. Первый в серии проект вывода из эксплуатации реакторной установки АЭС «ШИНОН А2» позволит получить реальный опыт, который будет затем тиражирован на другие газо-графитовые реакторы.

Этот новый график и соответствующая программа позволит управлять рисками, связанными с выводом из эксплуатации, и даст возможность разработать новые технологии для оптимизации сроков демонтажа газо-графитовых реакторов.

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ, СВЯЗАННЫХ С ДЕЗАКТИВАЦИЕЙ МЕТАЛЛА В ПРОЦЕССЕ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС

*Акатов А.А., Коряковский Ю.С., Доильницын В.А.  
Санкт-Петербургский государственный  
технологический институт  
(технический университет)*

### Введение

Вывод из эксплуатации (ВиЭ) ядерно и радиационно опасных объектов подразумевает значительный объем дезактивационных мероприятий. При этом одним из основных материалов, подвергаемых дезактивации, является металл.

Можно выделить два варианта дезактивации металла при ВиЭ. Первый – удаление радиоактивного загрязнения (РАЗ) «по месту»: дезактивация металлической облицовки стен и полов, металлоконструкций, наружных поверхностей аппаратов. Подобные мероприятия позволяют уменьшить уровни поверхностного загрязне-

ния и мощности дозы в помещениях и, таким образом, снизить радиационные риски для персонала, который будет выполнять на объекте демонтажные или иные работы.

Второй вариант – дезактивация демонтированного / фрагментированного металлического оборудования, отнесенного к радиоактивным отходам (РАО). В этом случае основной задачей является очистка радиоактивного металла до уровней, допускающих его дальнейшее использование в хозяйственной деятельности, или – как минимум – позволяющих снизить расходы на окончательную изоляцию металлических РАО.

Для каждого из двух вышеуказанных вариантов предложены новые технологии, позволяющие достичь улучшения показателей дезактивации и добиться существенного экономического эффекта. Суть данных технологий и их достоинства рассмотрены далее.

### Преддемонтажная дезактивация металлических поверхностей

Для выполнения преддемонтажной дезактивации и собственно мероприятий по демонтажу, с целью снижения рисков переоблучения персонала могут использоваться робототехнические средства, позволяющие выполнять требуемые мероприятия дистанционно. Однако стоимость соответствующего оборудования зачастую оказывается весьма высокой, – в частности, по той причине, что подавляющее большинство аппаратов производится зарубежными компаниями – Brokk, Avant, Husqvarna, Jinwoo и др. Кроме того, цены на изначально дорогостоящую робототехнику вдобавок оказываются в прямой зависимости от колебаний курсов валют. Снижение затрат на робототехнические средства подразумевает более широкое использование ручного труда. Но это, в свою очередь, обуславливает неизбежное повышение расходов на оплату труда персонала, осуществляющего работы по дезактивации на загряз-

ненных площадках, зачастую — в условиях значительного радиационного воздействия.

Исходя из этого, целесообразно включение в арсенал используемых технологий сравнительно простых средств, которые позволяли бы эффективно удалять радиоактивные загрязнения при минимальном времени работы на дезактивируемом объекте.

Если таковым объектом является неокрашенный металл (в основном, речь идет о хромоникелевых нержавеющих сталях, — поскольку оборудование и конструкции из перлитных углеродистых сталей на ядерных энергоблоках в большинстве случаев окрашены), то одной из задач становится удаление прочнофиксируемых РАЗ. Суть проблемы в том, что на длительно эксплуатируемых ядерных энергоблоках радионуклиды, попавшие на поверхность (например, при проливах радиоактивного теплоносителя либо при выполнении работ, связанных с разгерметизацией контурного оборудования), демонстрируют тенденцию к более прочному закреплению на металле за счет проникновения вглубь оксидной пленки, покрывающей его поверхность.

Соответственно, в этом случае эффективная дезактивация, как правило, достигается съемом продуктов коррозии с металла [1]. Для достаточно быстрого удаления оксидной пленки можно использовать механические способы: абразивный обдув, шлифование, крацевание [2].

Однако абразивный обдув, часто предлагаемый для первичной обработки металлов, плохо подходит для нержавеющей стали в связи с ее высокой пластичностью: ударное воздействие дроби или мелкодисперсного абразивного материала нередко способствует «запечатыванию» радиоактивности в материале. К тому же, три указанных способа относятся к «сухим» технологиям, чье использование может привести к опасности распространения радионуклидов вместе с субмикронной пылью (которая может поступать в воздух рабочей зоны вследствие недостаточной эффективности фильтров вакуумирующих (пылеотсасывающих) устройств, подсоединяемых к оборудованию для механической обработки). Из-за этого на предприятиях зачастую отказываются от применения подобных методов, — во всяком случае, при выполнении дезактивации «по месту».

В качестве альтернативы механической обработке можно предложить химические способы, чьим достоинством является отсутствие пылеобразования. Но при их использовании следует учитывать, что оксидный слой на нержавеющей стали отличается весьма высокой инертностью, обусловленной наличием в его структуре оксида хрома (III).

Для химического удаления радиоактивного загрязнения с металлов можно использовать традиционный способ протирания, в котором средством дезактивации является ветошь из тканого или нетканого материала, смоченная дезактивирующим раствором [1], [2]. В частности, для оксидных пленок на поверхности нержавеющей сталей можно рекомендовать следующую рецептуру: 5 %  $\text{HNO}_3$  + 0,2 %  $\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4$  + 0,2 % NaF [1], [2]. Однако эффективность данного способа при наличии прочнофиксируемых РАЗ нередко оказывается слишком низкой.

Другим вариантом является пенная дезактивация: на поверхность наносится слой пены, которая выдерживается в течение определенного времени; затем осевшая пена удаляется с материала [1], [2]. Но «статичный» пенный слой недостаточно эффективно растворяет

пленку продуктов коррозии на нержавеющей стали, поэтому для повышения коэффициента дезактивации (Кд) пену требуется растирать (ветошью или щетками). Как для протирания, так и для пенной технологии время дезактивации находится в прямой зависимости от прочности закрепления радионуклидов в оксидной пленке и от химической стойкости последней.

Среди других химических способов, позволяющих эффективно удалять «по месту» прочнофиксируемое РАЗ с неокрашенного металла, можно назвать электрохимическую дезактивацию с выносным электродом [2], [3]. Однако данная технология является довольно малопродуктивной: скорость обработки поверхности подобным способом составляет 8-10 мин/м<sup>2</sup> (для электрода с рабочей площадью 1 дм<sup>2</sup> при плотности тока 250-700 А/дм<sup>2</sup> [2]).

Таким образом, можно прийти к выводу, что при высокой мощности дозы время обработки поверхности протиранием, пенным методом, выносным электродом может оказаться недопустимо большим.

Для дезактивации металла «по месту» можно также использовать влажную обработку спецпылесосом, дезактивацию сорбентами, применить дезактивирующие пленкообразующие составы [1]. Однако данные методы, как правило, не обеспечивают приемлемых показателей дезактивации при наличии прочнофиксируемого РАЗ.

Одним из целесообразных способов химической дезактивации металлических поверхностей с прочно закрепленными радионуклидами является обработка (вручную) травильными пастами или гелями [4]-[6], — т.к. данный подход демонстрирует, возможно, оптимальное соотношение «коэффициент дезактивации/трудозатраты».

Достоинство технологии в том, что при весьма высокой эффективности удаления прочнофиксируемых РАЗ сам процесс взаимодействия дезактивирующего состава с очищаемой поверхностью не требует присутствия человека; время затрачивается только на нанесение и удаление пасты/геля. Так, производительность обработки при нанесении на поверхность травильной пасты составляет 20-30 с/м<sup>2</sup>, при ее удалении — 45-90 с/м<sup>2</sup>. Впрочем, удаление дезактивирующей среды может занять и больше времени, — с учетом того, что на практике стремятся к тщательной отмывке от остатков пасты/геля во избежание интенсивной коррозии очищенного металла.

Исходя из вышеизложенного, повышение производительности используемых технологий и/или разработка новых методов очистки загрязненного металла «по месту» является актуальной задачей.

В рамках ее решения была разработана новая технология дезактивации композиционным материалом на основе сорбента [7]. При этом, предлагаемый подход кардинально отличается от известного метода сорбционной дезактивации (подразумевающего разбрызгивание на загрязненную поверхность небольшого количества дезраствора с последующим нанесением слоя сорбента в виде порошка [2]). В новом способе предусмотрено предварительное насыщение сорбента дезраствором, — т.е. сорбент в этом случае выступает в качестве носителя дезактивирующих реагентов.

Следует отметить, что прием предварительного насыщения влагопоглощающего материала дезактивирующим раствором перед распределением на поверхности известен [6], [8]. В рамках данного подхода суще-

стует два варианта удаления сорбента с поверхности – «мокрый» и «сухой». «Мокрый» вариант подразумевает, что сорбенту не дают высохнуть до конца. Этот вариант удобен тем, что позволяет удалить нефиксированные формы радионуклидов, находящиеся в пленке жидкости, остающейся на поверхности, и тем самым повысить коэффициенты дезактивации. Но по реализации «мокрый» вариант, по сути, является прямым аналогом дезактивации пастами/гелями, – в том числе и в отношении трудозатрат по нанесению сорбента и его удалению с поверхности.

В «сухом» варианте сорбент высыхает. Это облегчает сбор гранулированного материала с радионуклидами (например, вакуумированием), но обуславливает снижение эффективности в связи с тем, что не поглощенные сорбентом радионуклиды, находящиеся в жидкой фазе, при ее высыхании остаются на металле и могут достаточно прочно на нем зафиксироваться. Так, в соответствии с [8], при реализации «сухого» варианта коэффициент дезактивации не превышает 13. Кроме того, следует учитывать возможность затрудненного удаления высохшего сорбента из-за сильной адгезии к поверхности.

Предлагаемый способ в отличие от подхода, описанного в [8], предусматривает размещение сорбента между двумя слоями – нижним, влагопроницаемым, и верхним, влагонепроницаемым (см. рис. 1).

Таким образом, используется трехслойная структура «сэндвичевого» типа, которая обладает следующими преимуществами:

- отсутствие трудностей с равномерным распределением сорбента по дезактивируемой поверхности (поскольку сорбент «заранее» распределен между верхним и нижним слоями);
- радикальное снижение скорости высыхания сорбента (благодаря верхнему, влагонепроницаемому слою);
- значительное ускорение операций по нанесению сорбента на загрязненную поверхность и его удалению.

Сорбент, насыщенный дезраствором, в составе «сэндвичевого» материала может укладываться на очищаемый металл в виде листов либо раскатываться в виде рулона. В течение заданного времени дезактивирующая рецептура взаимодействует с металлом: происходит растворение оксидной пленки на его поверхности, переход радионуклидов в жидкую фазу и их последующая миграция в слой сорбента. Благодаря наличию верхнего влагонепроницаемого слоя время выдержки может достигать 10-15 суток. В выполненных экспериментах срок установления равновесия не превышал 7 суток. По истечении заданного времени дезактивиру-

ющий материал вместе с РАЗ удаляется с поверхности, помещается в контейнер для РАО и затем направляется на переработку.

Как отмечалось выше, предложенный подход дает возможность значительно снизить время, которое затрачивается на нанесение/удаление средства дезактивации с поверхности: так, при использовании рулонов суммарное время укладки сорбента и его съема может быть сокращено до 6-8 с/м<sup>2</sup>.

Средний коэффициент дезактивации после удаления сорбента составляет 30-50. Однако следует учитывать, что при этом на поверхности остается пленка дезраствора, в которой находятся растворенные формы радионуклидов. Эта жидкость может быть сравнительно легко и быстро удалена подходящим впитывающим материалом. Соответственно, если обеспечить сбор остаточной жидкой фазы, можно повысить коэффициент дезактивации до 150-500 (!).

Таким образом, если начальное загрязнение поверхности бета-излучающими нуклидами составляет 60-200 Бк/м<sup>2</sup>, а альфа-излучающими – 6-20 Бк/м<sup>2</sup>, то предложенный способ позволит очистить металл до уровней, допускающих его использование в хозяйственной деятельности. В реальности, исходный уровень РАЗ может быть даже выше, поскольку допустимые значения (0,4 Бк/м<sup>2</sup> и 0,04 Бк/м<sup>2</sup> для бета и альфа-излучателей, соответственно [9]) установлены для нефиксированного (снимаемого) РАЗ.

Во избежание коррозии очищенного металла после удаления остатков дезраствора можно порекомендовать выполнить влажную обработку поверхности (например, ветошью, смоченной раствором технической соды 2-5 %). Эта операция тоже может быть выполнена достаточно быстро.

Очевидно, что оптимальными дезрастворами для сорбента являются водные рецептуры на основе минеральных кислот, обеспечивающие эффективное травление оксидной пленки на поверхности металла. Лучшие результаты получены для растворов соляной, азотной, ортофосфорной, тетрафторборной кислот. Добавление фторида натрия в рецептуры на основе азотной и ортофосфорной кислот позволили увеличить скорость процесса травления; введение комплексообразователей (диэтилентриаминпентауксусной кислоты, оксиэтилендифосфоновой кислоты, гексаметафосфата натрия) не дало значимого эффекта.

Концентрации реагентов подбираются в зависимости от состояния загрязненной поверхности. Если оксидная пленка на металле тонкая (т.е. внешне поверхность выглядит как «чистый» металл), то содержание кислот в пределах 5 % зачастую оказывается достаточным. Если металл покрыт видимым слоем продуктов

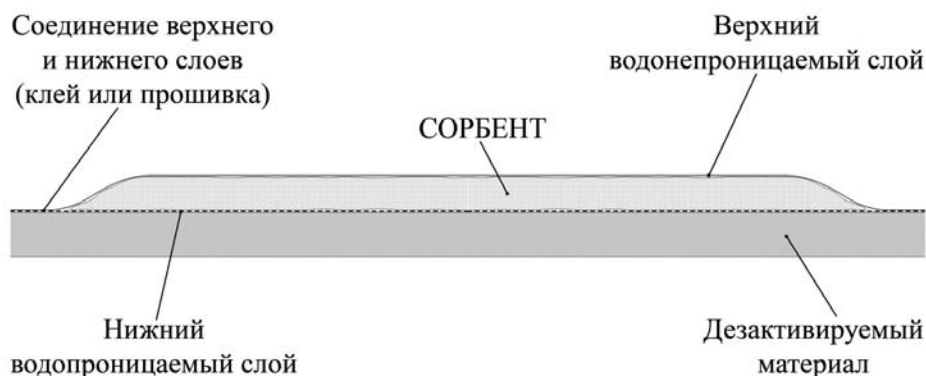


Рис. 1. Структура нового дезактивирующего трехслойного материала «сэндвичевого» типа

коррозии (ржавчиной), то для достижения приемлемых показателей дезактивации за один цикл целесообразно повысить концентрацию кислот до 10-15 %.

Гибко изменяя концентрацию реагентов, состав рецептур и время обработки можно добиться высокой эффективности удаления РАЗ при различных начальных характеристиках загрязненной поверхности.

Предлагаемый способ имеет то же достоинство, что и дезактивация пастами/гелями: после нанесения сорбента персонал может покинуть загрязненный участок на заданное время, в течение которого рецептура взаимодействует с загрязнением. Однако время выполнения операций по нанесению и удалению средства дезактивации снижается в 11-16 раз по сравнению с традиционными приемами: это позволяет пропорциональным образом сократить численность рабочих, занятых в дезактивационных мероприятиях.

Соответственно, описанная в патенте [7] технология дает возможность осуществлять «по месту» эффективную химическую дезактивацию металлических поверхностей – в т.ч. с прочнофиксированными РАЗ, – и, таким образом, представляет собой рациональную альтернативу дорогостоящим робототехническим средствам. Радикальное снижение трудозатрат при операциях, выполняемых вручную, позволяет уменьшить фонд заработной платы для персонала, реализующего подготовительные и преддемонтажные работы. Кроме того, благодаря высоким показателям дезактивации появляется возможность очистки значительных количеств металла до уровней, допускающих его использование в хозяйственной деятельности (и, следовательно, сокращения затрат на обращение с металлическими радиоактивными отходами).

### **Глубокая дезактивация металла при ВиЭ АЭС**

Эта же задача выходит на первый план при обращении с радиоактивно загрязненным металлом, образующимся в результате демонтажа оборудования, трубопроводов и конструкций выводимых из эксплуатации энергоблоков АЭС. Как известно, генерация металлических отходов при ВиЭ приобретает массовый характер: к примеру, на один блок с реактором ВВЭР-1000 образуется 9-14 тыс. тонн демонтированного металла [10]. Примерно половина из указанного количества может быть выведена из категории радиоактивных отходов (РАО) путем преддемонтажной дезактивации. Однако до 5900 тонн металла останутся в категории РАО, причем ожидается, что треть этой массы будет принадлежать к среднеактивным (САО), а две трети – к низкоактивным (НАО) и очень низкоактивным (ОНРАО) отходам [10]. По своему происхождению это фрагменты и изделия, относящиеся к трубопроводам и арматуре, насосам, корпусному оборудованию, бакам и металлоконструкциям (без учета активированных реакторных конструкций и внутрикорпусных устройств, не поддающихся дезактивации).

Если не предусмотреть дезактивацию металлических РАО, общий объем отходов, направляемых на окончательную изоляцию, неизбежно вырастет, что повлечет дополнительные расходы. Они, среди прочего, включают затраты на приобретение контейнеров, размещение отходов в них, транспортные операции, а также специальные расходы, связанные с установлением государством тарифов на захоронение РАО [11]. В 2018 году

тариф для класса 3 (короткоживущие САО и долгоживущие НАО) составляет 146569,87 руб/м<sup>3</sup> (без НДС), и в пятилетней перспективе он будет расти на 3-4 % ежегодно, тогда как для класса 4 (короткоживущие НАО и ОНРАО) тариф установлен на уровне 42512,99 руб/м<sup>3</sup> (без НДС) с годовым увеличением на 6-8 %. Очевидно, что только одна разница в тарифах между третьим и четвертым классом (104056,88 руб/м<sup>3</sup> (без НДС)) дает возможность значительного снижения расходов в том случае, если путем дезактивации удастся перевести РАО в более низкий класс. Кроме того, следует учесть, что согласно [12] тарифы устанавливаются на 1 м<sup>3</sup> объема захораниваемых радиоактивных отходов брутто, т.е. включая упаковку и контейнер. Это позволяет дополнительно уменьшить затраты за счет применения контейнеров с более низким отношением внешнего и рабочего объема (более тонкими стенками), что становится возможным при снижении удельной активности РАО за счет дезактивации. Например, для класса 3 рекомендуется контейнер НЗК-150-1,5П [13] с отношением внешнего объема и рабочей емкости, равным 2,5. У близкого по размерам НЗК-Радон, рекомендуемого для РАО класса 4, это отношение из-за более тонкой стенки составляет 1,9. Учитывая, что цена обоих НЗК близка (~ 120 000 руб.), а стоимость работ по размещению РАО можно принять в размере 50 000 руб/контейнер [14], нетрудно оценить общие расходы на захоронение 1 м<sup>3</sup> РАО (объем нетто, т.е. без учета контейнера). Для класса 3 они составят ~ 479800 руб/м<sup>3</sup>, для класса 4 – 170200 руб/м<sup>3</sup> (затраты на транспортирование не учтены). Таким образом, экономия в результате перевода РАО в более низкий класс может оказаться весьма значительной. Дополнительное снижение расходов достигается при переводе отходов в категорию ОНРАО, поскольку федеральное законодательство позволяет их не кондиционировать (ст. 12 [15]), а также захоранивать на своей территории после получения специального разрешения Правительства РФ (ст. 27 [15]).

Что касается отходов класса 4, привлекательным вариантом представляется их дезактивация с освобождением металла от контроля с последующей передачей в неограниченное использование.

Тем не менее, упомянутое снижение расходов может быть нивелировано затратами на саму дезактивацию и на обращении с неизбежно возникающими вторичными отходами; эти расходы следует минимизировать. По указанной причине применяемая технология дезактивации должна характеризоваться использованием промышленно производимого оборудования, высокой степенью автоматизации процесса, высокой производительностью, низким расходом энергии и реагентов, низким образованием вторичных РАО в удобной для дальнейшего обращения форме. Но даже выполнение этих взаимосвязанных требований не является достаточным. К примеру, если дезактивация не позволяет понизить класс отходов или иным образом сократить дальнейшие затраты на окончательную изоляцию, то наиболее рациональным будет захоронение таких РАО без очистки. Основным же условием перевода отходов в более низкий класс, вывода из категории РАО или освобождения от контроля является их глубокая дезактивация с Кд не менее 100-1000.

Несмотря на наличие отработанных годами технологий дезактивации, многие из них имеют ряд серьезных недостатков, таких как малая эффективность, дороговизна или большие объемы жидких радиоактивных

отходов (ЖРО). Поэтому так важна разработка новых технологий, которые не только позволят проводить глубокую дезактивацию с возвратом значительной доли металла в промышленное использование, но и будут отличаться большей экономической приемлемостью.

Практика показывает, что глубокая дезактивация возможна только в случае удаления поверхностного слоя материала, в котором локализовано радиоактивное загрязнение. С этой целью часто используются методы механической (абразивной), химической или электрохимической обработки, которые применяют последовательно либо совместно.

При дезактивации погружным химическим способом радиоактивные отложения удаляются путем воздействия дезактивирующего раствора на поверхность металлических изделий или их фрагментов. В атомной энергетике традиционно применяется двухфазный окислительно-восстановительный метод, основанный на последовательном воздействии окислительного (щелочного) и восстановительного (кислого) растворов, однако могут использоваться и однованные варианты технологии с применением агрессивных (например, кислых) растворов. При использовании химического метода эффективность дезактивации могут снижать такие факторы, как конструктивно сложное исполнение обрабатываемых изделий, большое количество коррозионных отложений на их поверхности, наличие плотных оксидных пленок или защитных покрытий. По этой причине растворы приходится подогревать (до 90 °С), увеличивать длительность обработки и проводить ее в несколько циклов. В целом же, указанный способ позволяет эффективно удалять в основном рыхлые, слабо сцепленные с поверхностью загрязнения.

При наложении ультразвукового воздействия на дезактивирующий раствор происходит значительная интенсификация обработки: слабофиксированные загрязнения, связанные с рыхлыми отложениями, с легкостью удаляются с поверхности металла, открывая доступ к прочнофиксированным загрязнениям. Ультразвук интенсифицирует проникновение реагентов в оксидную пленку, способствует ее отслаиванию, а также перемешивает раствор даже в ламинарном слое у поверхности металла, ускоряя химические процессы. Ультразвуковая (УЗ) дезактивация существенно сокращает длительность обработки, позволяет уменьшить концентрацию и температуру дезактивирующих растворов, что приводит к значительной экономии.

Для удаления прочнофиксированных загрязнений и плотных оксидных отложений применяют электрохимическую (ЭХ) дезактивацию, которая представляет собой анодное травление металлических изделий в растворе электролита. В результате снимается поверхностный слой металла вместе с оксидной пленкой, содержащей наибольшую долю радионуклидов. По сравнению с химическим этот метод дезактивации даёт значительно меньшее количество ЖРО. Использование электрохимической дезактивации позволяет уменьшить продолжительность процесса и снизить расход реагентов.

Использование ультразвука совместно с электрохимической обработкой также повышает ее эффективность. Ультразвуковая кавитация с образованием местных ударных волн и локальным повышением температуры и давления оказывает значительное влияние на кинетику электрохимических процессов. Таким образом, в случае правильного подбора ультразвукового оборудования можно снизить затраты на электрохими-

ческую обработку радиоактивно загрязненного металла, одновременно обеспечивая высокие коэффициенты дезактивации.

Проведенные в последние годы совместно с ООО «Александра-Плюс» (г. Вологда) исследования на базе кафедры инженерной радиоэкологии и радиохимической технологии СПбГТИ(ТУ), Петербургского института ядерной физики, АО «ЭКОМЕТ-С» и Ленинградского отделения СЗТО ФГУП «РосРАО» с использованием ультразвукового оборудования ООО «Александра-Плюс» показали перспективность применения совмещенной электрохимической и ультразвуковой (ЭХ+УЗ) дезактивации для обработки металлических РАО при ВиЭ. В ходе работы было выполнено экспериментальное моделирование физико-химических процессов дезактивации радиоактивно загрязненного металла электрохимическим методом с одновременным воздействием ультразвуковых колебаний, проведен ряд химических анализов и радиометрических измерений, разработаны основы технологии обращения с образующимися ЖРО (отработавшими растворами и промывными водами). Результаты экспериментов в очередной раз подтвердили преимущества совмещения электрохимической и ультразвуковой обработки. Выявлен резкий рост коэффициента дезактивации (рис. 2), высокая скорость процесса (в несколько раз превышающая показатели для индивидуальной ЭХ- или УЗ-обработки), максимально полное удаление поверхностного загрязнения.

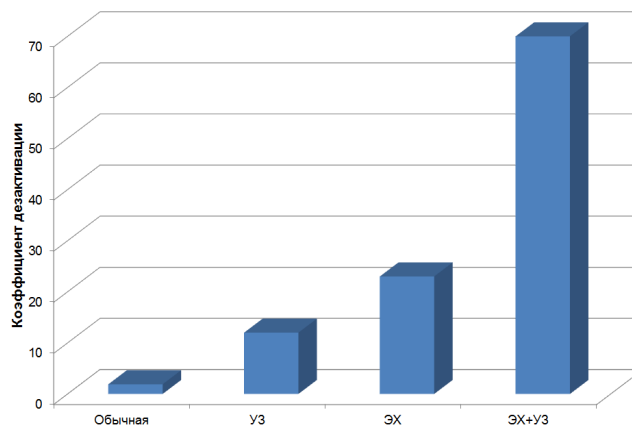


Рис. 2. Результаты однованной дезактивации натуральных образцов из нержавеющей стали в растворе  $H_2SO_4$  с концентрацией 30 г/дм<sup>3</sup> за 20 мин при комнатной температуре (Ленинградское отделение филиала СЗТО ФГУП «РосРАО»)

С учетом полученных многообещающих результатов испытаний на реальных образцах радиоактивно загрязненного металла была предложена и запатентована технология, включающая использование растворов ряда кислот и отверждение отработавших дезактивирующих растворов [16]. Следует, однако, отметить, что ЭХ+УЗ-обработка может выполняться в водных растворах любых электролитов (кислот, щелочей, солей).

Опыт ООО «Александра-Плюс» в области автоматизации процессов ультразвуковой обработки позволил также подготовить заявку на патентование комплексной установки дезактивации твердых радиоактивных отходов и кондиционирования образующихся жидких радиоактивных отходов [17].

Кроме того, была выполнена технико-экономическая оценка предлагаемого подхода. На рис. 3 приведе-

ны результаты расчета себестоимости различных вариантов обращения с металлическими РАО класса 3:

- вариант 1 подразумевает отсутствие какой-либо переработки: отходы размещают в контейнерах НЗК-150-1,5П и передают Национальному оператору;
- вариант 2 включает предварительное прессование, размещение в контейнерах и передачу Национальному оператору;
- вариант 3а – дезактивация по предлагаемой технологии с переводом металлических РАО в класс 4, кондиционированием вторичных отходов и контейнеризацией всех отходов с последующим хранением металлических РАО класса 4 на площадке АЭС и передачей отвержденных САО Национальному оператору;
- вариант 3б – то же, при условии передачи в неограниченном количестве половины дезактивированного металла.

*Примечание* – С учетом теоретических оценок и лабораторной проверки объем отвержденных (цементированных) вторичных радиоактивных отходов для предлагаемой технологии составляет 45 дм<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> металлических РАО.

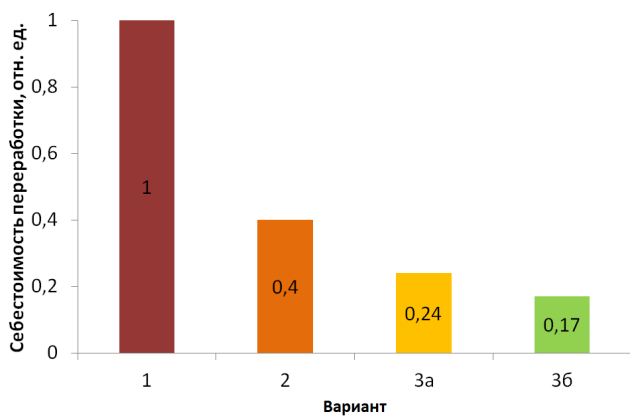


Рис. 3. Сравнение себестоимости различных способов обращения с металлическими радиоактивными отходами (за единицу принята сумма  $\approx 479800$  руб/м<sup>3</sup> (см. ранее))

Следует отметить, что высокая эффективность со вмещенной электрохимической и ультразвуковой технологии и малый объем вторичных отходов порождают проблему неэффективного использования емкости контейнеров. Удельная активность вторичных отходов может достичь таких уровней, что предельное значение мощности поглощенной дозы на поверхности упаковки превысит установленные [18], [19] уровни: 10 мГр/ч для класса 3 и 2 мГр/ч для класса 4. Это приведет к необходимости лишь частичного заполнения рабочего объема контейнера. Одним из вариантов решения проблемы является заполнение остатка пространства отходами низкого уровня активности. Другая альтернатива – производство толстостенных контейнеров малого объема из чугуна или недоочищенного металла, причем их производство может быть налажено непосредственно на площадке выводимого из эксплуатации предприятия.

Тем не менее, внедрение предлагаемой технологии дезактивации металлических РАО способно значительно понизить расходы на окончательную изоляцию отходов при ВиЭ энергоблоков АЭС, а также вернуть ценный металл (нержавеющую сталь, цветные сплавы) в промышленное использование.

## Список литературы

1. Коряковский, Ю.С. Дезактивация: обеспечение радиационной безопасности на предприятиях ядерной отрасли (учебное пособие) / Ю. С. Коряковский, В. А. Доильнищын, А. А. Акатов. – СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2010. – 150 с. : ил.
2. Ампелогова, Н.И., Симановский Ю.М., Трапезников А.А. Дезактивация в ядерной энергетике / Н.И. Ампелогова, Ю.М. Симановский, А.А. Трапезников ; под ред. В.М. Седова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 256 с. : ил.
3. Мероприятия по снижению мощности дозы в помещениях 1-го контура АЭС: Препринтное издание / В.Г. Крицкий [и др.]. – СПб.: ОАО «ГИ ВНИПИЭТ», 2010. – 187 с.
4. Агент для травления, содержащий мочевины, и способ его получения: пат. 2259422 Рос. Федерация. № 2002116231/02; заявл. 12.01.2001; опубл. 27.08.2005, Бюл. № 6. – 15 с.
5. Способ дезактивации поверхностей из нержавеющей стали: пат. 2017244 Рос. Федерация. № 4944336/25; заявл. 10.06.1991; опубл. 30.07.1994, Бюл. – не указан. – 7 с.
6. Decontamination Gel And Method For Decontaminating Surfaces By Wetting Using Said Gel: Pat. of WIPO WO2013092633. № 2012EP76026; App. 18.12.2012; Date of patent: June 27, 2013. – 70 p.
7. Способ дезактивации радиоактивно загрязненных металлических и неметаллических поверхностей: пат. 2586967 Рос. Федерация. № 2015109518/07; заявл. 18.03.2015; опубл. 10.06.2016, Бюл. № 16. – 18 с.
8. Способ ликвидации аварии при разливе радиоактивных растворов: пат. 2632924 Рос. Федерация. № 2015150186; заявл. 23.11.2015; опубл. 11.10.2017, Бюл. № 29. – 12 с.
9. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010): Санитарные нормы и правила СП 2.6.1.2612-10. – Екатеринбург, Урал Юр Издат, 2014. – 108 с.
10. Обращение с радиоактивными отходами в России и странах с развитой атомной энергетикой: Сборник / В.А. Василенко [и др.]; под общ. ред. В.А. Василенко. – СПб.: ООО «НИЦ «Моринтех», 2005. – 304 с.
11. Приказ ФАС России от 28.12.2017 № 1812/17 «Об установлении тарифов на захоронение радиоактивных отходов классов 1, 2, 3, 4, 6 на период с 2018 по 2022 годы и тарифов на захоронение радиоактивных отходов класса 5 на 2018 год» (зарегистрировано в Минюсте России 05.03.2018 № 50258).
12. Постановление Правительства РФ от 03.12.2012 № 1249 (ред. от 15.03.2017) «О порядке государственного регулирования тарифов на захоронение радиоактивных отходов» (вместе с «Положением о государственном регулировании тарифов на захоронение радиоактивных отходов»).
13. Состояние и основные направления создания парка контейнеров для кондиционирования и захоронения радиоактивных отходов / Д.И. Павлов, В.Т. Сорокин, Р.М. Гатауллин, Р.Б. Шарафутдинов // Ядерная и радиационная безопасность. – 2016. – № 3 (81). – 12 с.
14. Нечаев, А. Ф. Экономика заключительной стадии жизненного цикла ядерных и радиационно-опасных объектов / А. Ф. Нечаев, И. В. Смирнов. – СПб.: Инфо Ол, 2014. – 112 с.
15. Федеральный закон от 11.07.2011 № 190-ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
16. Способ переработки металлов, содержащих прочно-фиксированные поверхностные радиоактивные загрязнения: пат. 2635202 Рос. Федерация. № 2015146215; заявл. 28.10.2015; опубл. 09.11.2017, Бюл. № 31. – 12 с.
17. Комплексная установка дезактивации твердых радиоактивных отходов и кондиционирования образующихся жидких радиоактивных отходов: заявка 2015147448 Рос. Федерация. № 2015147448; заявл. 31.03.2016; опубл. 03.10.2017, Бюл. № 28. – 1 с.
18. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Критерии приемлемости радиоактивных отходов для захоронения» (НП-093-14).
19. ГОСТ Р 51824-2001. Контейнеры защитные невозвратные для радиоактивных отходов из конструктивных материалов на основе бетона. Общие технические требования.



# РАЗРАБОТКА СТУПЕНЧАТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОКИСЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ АЭС

Басиев А.А., Басиев А.Г., Еришов Б.Г., Селиверстов Б.Г., Хубецов С.Б.

ИФХЭ РАН РФ. г. Москва

Эксплуатация ядерных энергетических установок представляет потенциальную опасность для населения и природной среды.

Радиоактивные отходы, образующиеся в процессе дезактивации органическими растворами оборудования радиохимических предприятий и АЭС, протечки, трапные воды, воды спецпрачки, концентрируются выпариванием до кубового остатка (КО), ограниченного пределом концентрирования солей (плав).

Преимущество озоновой технологии в разрушение органических комплексов на фоне солей до образования гидроокислов металлов для селективного их выделения, при этом его не использованная доля разлагается на атомарный и молекулярный кислород.

В отличие от окисления кислородом в сверхкритическом режиме, окисление озоном идет в нормальных условиях, что актуально для (КО) АЭС, содержащих до 5 г/л продуктов органики, нагрев которой в автоклаве требует высоких затрат энергии.

Основная цель технологии дезактивации КО АЭС с озоном - достигнуть высокой степени окисления органических комплексов, чтобы выделить ионы металлов и селективно выбрать их гидроокислы. Достигается эта цель только в конце процесса при степени окисления более 300.

Успешное испытание технологии на Кольской АЭС позволяет предлагать ее для других АЭС, но не эффективное использование озона особенно в последней стадии повышает ее стоимость.

Современные методы [1] предлагают повысить эффективность использования Оз и активации процессов окисления УФ облучением, повышением давления и др., но присутствие солей  $\text{NaNO}_3$  в КО [2] поглощает УФ излучение [3].

Для решения проблемы в работе предложено разделить процесс окисления на 2 стадии, где в 1-й окислить основную массу органики озоном, либо  $\text{O}_2$  в автоклаве до массы, которую можно окислить в проточном режиме, используя растворенный озон с предельно высокой концентрацией, с последующей активацией процессов окисления распределенным УФ облучением раствора [4].

В предлагаемой 2-х стадийной технологии используются:

1) капиллярные охлаждаемые генераторы озона с концентрацией до 0.7 г/л [5] и сотовым каналом безопасной доставки такого озона в раствор [6];

2) секционный реактор для встречного растворения озона из газа [7];

3) реактор с распределенным УФ облучением растворенного озона для активации процессов окисления органических комплексов [4].

Предлагаемая технология окисления органики КО (2–5 г/л) включает:

- 1-ю стадию (чановый режим) до снижения содержания органики в 20-30 раз, пока ее уменьшение в

растворе пропорционально дозе поданного в раствор озона.

- во 2-й стадии при малом содержании примесей озон накапливается в растворе, и согласно закону Генри выходит из реактора в газе (рис. 1).

Очевидно, что потери Оз на Кольской АЭС имеют еще причину - образование конвективных потоков при ннжекторном вводе в реактор газа с Оз, что можно уменьшить только организацией однородного течения потока газа через раствор.

Растворение Оз повышает концентрирование озона или давление [1], но в конце процесса окисления, когда растет концентрация Оз в растворе, растет и его самораспад.



Рост степени растворения Оз давлением реализован компанией «Ведэко» (США) [1], но в их технологии газ и раствор двигаются - в одном направлении, что согласно закону Генри ограничивает степень его растворения. Поэтому авторы повторно окисляют раствор, активируя процесс УФ облучением, но применение этого метода для КО препятствует поглощению излучения солью  $\text{NaNO}_3$ .

В работе [8] предложено отбирать Оз из газа во встречный поток раствора в секциях, диаметром 20 мм, что повысило расход газа на сечение реактора до  $0.3 \text{ м}^3/\text{см}^2\text{с}$ , но для окисления  $1 \text{ м}^3/\text{ч}$  КО потребовало: разместить в активной зоне до 1000 секций, подать автономно в них газ и раствор, установить камеру для полной деструкции Оз в растворе перед его повторным озонированием.

Предложение окислять КО АЭС в две стадии требует остановить процесс окисления, в 1-й стадии, когда доза органики в растворе стане ниже дозы Оз, которую можно ввести в поток раствора из газа с  $\text{O}_3 = 0.5\text{--}0.7 \text{ г/л}$  [5] уже во 2-й стадии, растворяя его во встречном потоке в сотовом реакторе [8] при отношении расходов газа и раствора в соответствии с законом Генри менее 1/3. Это позволит остановить процесс окисления в 1-й стадии при содержании органики 100–200 мг/л, тогда во 2-й стадии ввести в раствор то же 100–200 мг/л Оз. В 2-х стадийном методе окисления КО (рис. 2) поток окис-

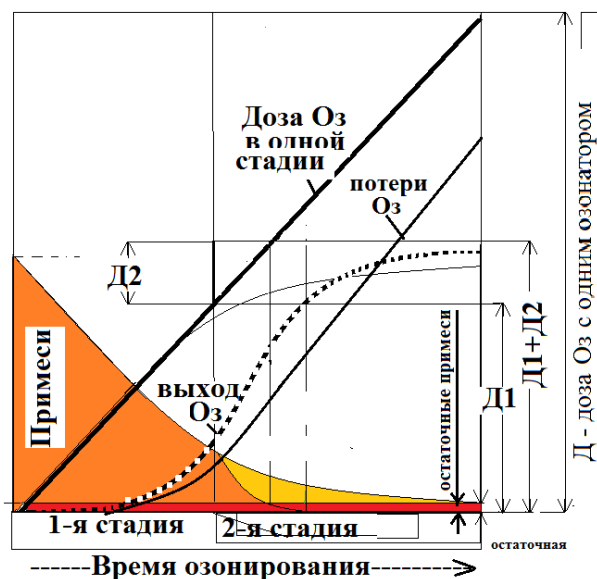


Рис. 1. Сравнение методов озонирования (в одну и в 2 стадии)

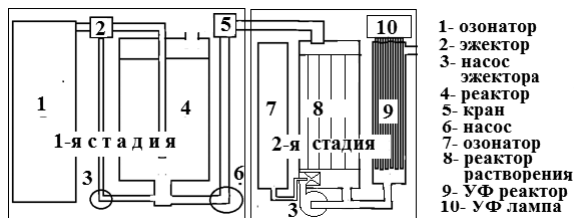


Рис. 2. Схема 2-х стадийной технологии окисления кубовых остатков АЭС



Рис. 3. Режимы автоклавного окисления оксалат-иона

ленного раствора из чана 4 поступает в сотовую камеру 8 растворения Оз из эжектора 3 и затем введением выходящего из нее потока в камеру его фотоактивации 9.

Способ окисления КО в две стадии позволит уменьшить затраты на окисление основной массы органики и повысить степень дезактивации раствора.

В технологии раздельного окисления основной массы органики в 1-й стадии можно использовать и автоклав, где степень окисления 30 можно достигнуть в 1-й стадии в (100 мг/л) при низких сверхкритических параметрах температуры и давления без применения катализаторов [9], что делает эту технологию более безопасной (рис. 3).

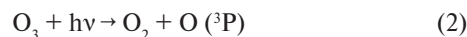
Для выбора режима окисления озоном во 2-й стадии при встречном смещении газа и раствора, когда потери Оз меньше 10 % измерена (рис. 4) концентрация Оз в газе на выходе из камеры растворения от расхода раствора для двух расходов газа 0.2 и 0.4 см<sup>3</sup>/см<sup>2</sup>.

Как видно потери Оз 10 % (во 2-й стадии) реализуются при расходе раствора в 3 раза выше, чем расход газа только при его приведенном расходе 0.2 см<sup>3</sup>/см<sup>2</sup>.

Далее раствор с Оз поступает в камеру УФ активации (рис. 5), где процессы окисления активируют путем деструкции Оз и образования более активного ОН радикала.

Для того, чтобы весь растворенный Оз участвовал в процессе окисления оставшейся органики (не разру-

шался в процессах самодеструкции), этот процесс активируют образованием ОН радикала, например, УФ облучением 254 нм растворенного озона с концентрацией 0.6 г/л [10].



Очевидно, что при концентрации Оз 0.2 г/л в растворе излучение 254 нм активирует процессы окисления только в тонком слое раствора (закон Бугера). Это мешает окислению всего объема камеры.

Прониканию этого излучения в глубину кубовых остатков АЭС мешает и присутствие в них 300 г/л соли NaNO<sub>3</sub>, которая поглощает излучение на глубине 0.2мм [3] (рис. 6).

Противоречие между требованием повысить концентрацию Оз в растворе и УФ активировать процесс окисления устраняется, если раствор облучать длиной волны с меньшим поглощением - на полосах озона Хиггенса, Лефевра (320-340 нм), или Шапюи 600 нм, когда их поглощение Оз реализуется на большей длине раствора, в том числе, и с NaNO<sub>3</sub>. Поглощение этих полос в 1000 раз меньше, чем полосы 254 нм, что позволяет проникать излучению в раствор Оз (100 мг/л) практически до  $L = (1/K) * \ln(I/I_0) = 1-3 \text{ м}$ .

Облучение Оз излучением более 300 нм позволит применить мощные светодиоды.

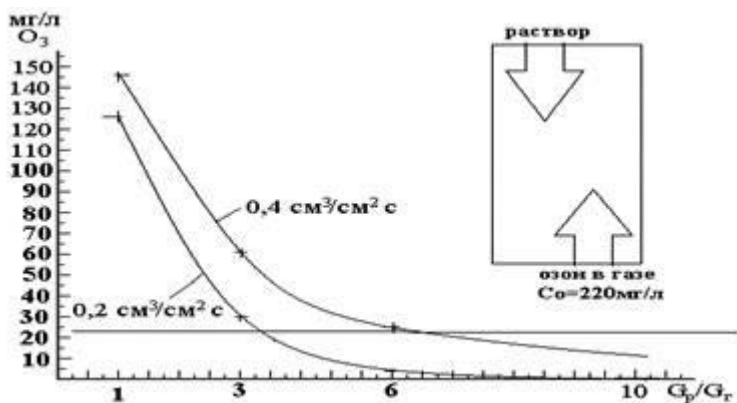


Рис. 4. Потери озона при встречном смещении потоков газа и раствора

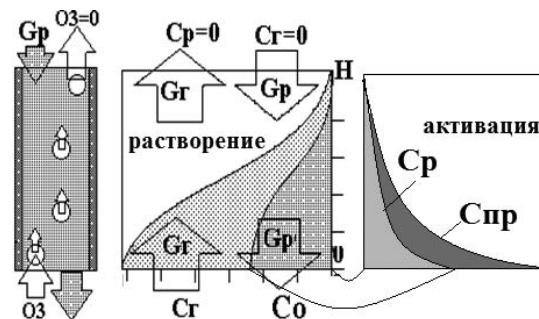


Рис. 5. Схема растворения Оз во встречном потоке раствора

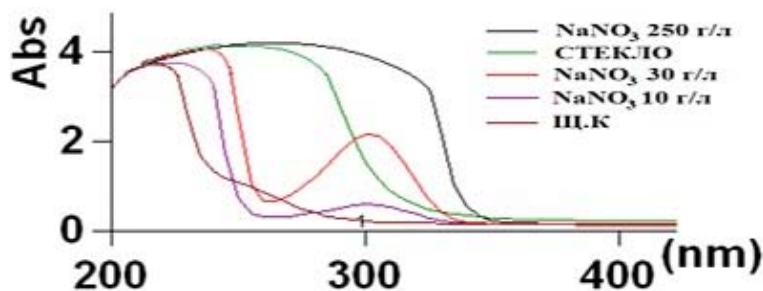


Рис. 6. Поглощение раствора соли 300 г/л NaNO<sub>3</sub>

Полагая, что поглощение озоном излучения 254, 360 и 602 нм представлен образованием атомарного кислорода [11], а в водной среде и образованием ОН, на стенде (рис. 7а) измерено разрушение Оз в растворе при его облучении светодиодами (2Вт) 342 и 692 нм в трубке диаметром 2 мм и длиной 50 см, а также облучением баклампой (6Вт) 254 нм на стенде (рис. 7б) трубок диаметром 2 мм и длиной 20 см.

Степень поглощения 602нм и 360 нм в растворе с озоном (20 мг/л) и без него (10-15%) соответствовала величине  $K_{602nm} = 0.56$ , приведенной в работе [12].

Измерения показали, что разрушение Оз при расходе газа 0.02 см<sup>3</sup>/с, движение в кювете 20 сек при энергии питания светодиодов 10<sup>3</sup>Дж в 10 - 100 раз больше энергии образования озона, прошедшего через кювету, не обнаружено. Концентрация Оз на выходе из камеры измерялась по поглощению 254 нм в кювете толщиной 2 мм.

Это не дает основание применять метод фотоактивации облучением 360 и 602 нм.

Учитывая, что УФ (254нм) активации процесса окисления озоном органики КО АЭС препятствует поглощение этого излучения NaNO<sub>3</sub>, предлагается механически распределить это излучение в объеме раствора, чтобы его слои по ходу движения в камере получили необходимую дозу УФ потока.

Очевидно, что эффективность УФ активации процесса окисления определяется степенью деструкции Оз и затратами энергии для этого.

В отличие от стенда измерения степени разрушения Оз точечным облучением светодиодами на полосках Хиггенса (360 нм) и Шапплюи (602 нм) облучение раствора Оз на полосе Хартли (250нм) велось распределенным излучением баклампой по ходу движения раствора (рис. 7б), где поток раствора с Оз проходил облучаемую длину  $L = 20$  см в пучке капиллярных трубок, окружающих колбу ртутной лампы диаметром 16 мм, потребляющей 6 Вт. Время движения раствора Оз в облучаемой зоне 10 сек. На выходе из нее анализировалась концентрация Оз без и с облучением раствора.

Отличие интенсивности излучения на приемнике ДОз (рис.7б), проходящего через раствор с Оз и без него, только  $\eta = 4\%$ , а доля энергии, подведенной к лампе, которая идет на облучение раствора в диапазоне 254 нм, отнесенная к количеству деструктированного озона ( $Co/C_1=4$ ) при мощности потребляемой лампой  $W=6$ Вт, соответствует энергетической стоимости деструкции озона 1.5 кДж (или энергии диссоциации Оз  $\approx 1$  г/ч).

В таблице приведены результаты измерения деструкции растворенного в воде озона облучением разными полосками его поглощения.

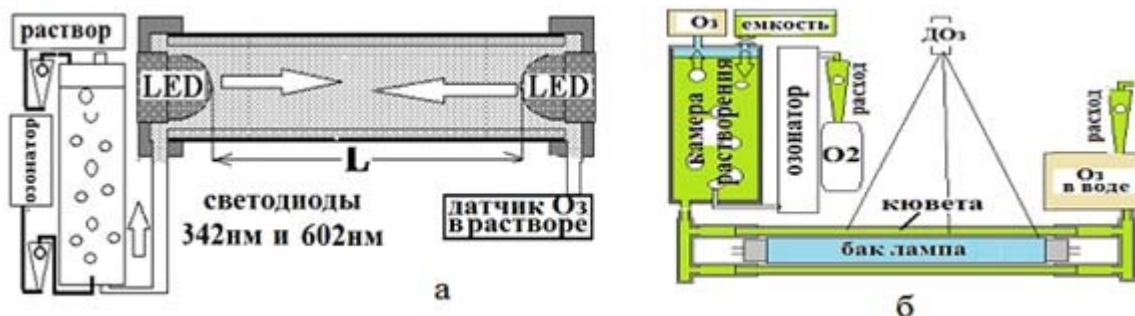


Рис. 7. Стенды анализа поглощения Оз в растворе излучения 254, 342 нм и 602 нм

$\lambda$ нм	полоса	Со/С (Оз)	W(Оз)кДж/г
254нм	Хартгли	4	4
360нм	Лефевра	0	-----
602нм	Шапьюи	0	-----

Отсутствие деструкции Оз в растворе при облучении его на полосах Хиггенса (360нм) и Шапьюи (602нм) позволяет предложить реальным только механизм его активации на полосе Хартгли (254 нм).

Учитывая это, предлагается вести облучение потока слоя раствора Оз (1-2мм) распределенным излучением бакламп (254нм) до достижения дозы его разрушения (4кДж/г), что для деструкции Оз 0.2кг/ч (1м<sup>3</sup>/ч) во 2-й стадии окисления потребует мощности источников облучения до 1.5кВт.

Размещение бакламп (W=75Вт,  $\Phi$ =3см, L=1м) в колбах  $\Phi$ 40мм по сотовой схеме на расстоянии h=1-2мм (чтобы требуемая доза излучения достигалась на длине движения потока много больше (40h)) позволяет реализовать требование облучения раствора Оз до его полной деструкции при поперечном движении потока раствора через вертикально установленные 20 колб (рис.8.).

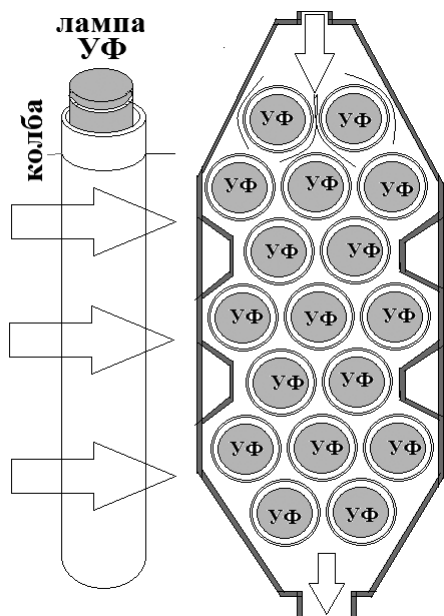


Рис. 8. Камера фотоактивации

### Список литературы

- Ортвин Ляйтцке[DE]. Способ обработки жидкостей, содержащих труднорастворимые токсичные вещества и установка для его осуществления. Патент РФ № 2041171. Ведико Умвельттехнологи Вассер-Боден-Люфт ГмбХ (DE).
- Б.Г. Ершов, Н.М. Панич, А.Ф. Селиверстов. Растворимость озона в концентрированных водных растворах солей. // Журнал прикладной химии. 2007, Т. 80. № 11, С. 1787-1790.
- Б.Г. Ершов, Н.М. Панич, А.Ф. Селиверстов. Фотоокислительное разложение додецилсульфата натрия в водных растворах. //Журнал прикладной химии. 2008, Т. 81. № 12, С. 1991-1995.
- А.А. Басиев, А.Г. Басиев. Особенности технологии озонирования жидкостей, содержащих труднорастворимые токсичные вещества. III Всероссийская молодежная конференция «Успехи химической физики». Черноголовка, 3-7 июля 2016 г. Сборник тезисов докладов, С. 204.
- А.А. Басиев. Разработка и моделирование технологии концентрирования и транспортировки озона. Отчет о реали-

зации инновационного проекта по договору № ИК-3 о предоставлении гранта № 83f5e НП «НАИРИТ» от 15.09.2011г.

6. А.А. Басиев, А.Г. Басиев, Б.Г. Ершов, А.Ф. Селиверстов. Получение высококонцентрированного озона в охлаждаемой разрядной камере и предложение способа его безопасной транспортировки. VI конференция молодых ученых, аспирантов и студентов ИФХЭ РАН. Физикохимия – 2011. Тезисы докладов. Москва, 15 ноября 2011 г., С.68.

7. А.Г. Басиев, А.А. Басиев, В.Н. Кузьмин, А.Ф. Селиверстов, С.Б. Хубецов. Способ и устройство озонирования концентрированных водных растворов. Заявка №2016109237 от 15.03.2016. Дата публикации заявки - 20.09.2017. Бюл. № 26.

8. А.Г. Басиев, А.А. Басиев, А.Ф. Селиверстов, М.О. Трофимова. Способ и устройство озонирования водных растворов. Заявление на изобретение № 2014154156 от 30.12.2014. Дата публикации заявки - 20.07.2016. Бюл. № 20.

9. А.А. Басиев, А.Г. Басиев, А.Ф. Селиверстов. Комбинированная технология окисления комплекссообразующей органики кубовых остатков. XII конференция молодых ученых, аспирантов и студентов ИФХЭ РАН. Физикохимия – 2017. Москва 5 декабря 2017 г. Тезисы докладов.

10. А.Г. Басиев. «Разработка технологии озонирования ЖРО с повышенным содержанием органических веществ». Отчет по договору № И 42-07/2006 от 31 июля 2006 г. УДК: 533.9.03.13. № госрегистрации 0120.0508011, Инв. №: 1– 1 от 28.08.06г.

11. А.М. Старик, О.В. Таранов. О кинетике процессов в средней атмосфере при возбуждении молекул О2 лазерным излучением. Журнал технической физики, 1998, том 68, № 8 02;03;07.

12. К. Teranishi, Y. Shimada, N. Shimomura and H. Itoh. Measurement of ozone concentration based on visible photoabsorption method. Tokushima-u.as.jp.

## ОСОБЕННОСТИ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

*Носов Ю.В., Ровнейко А.В.*

*Белоярская АЭС, г. Заречный, Свердловская обл.*

*Ташильков О.Л., Щеклеин С.Е.*

*Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург*

### Введение

Под выводом из эксплуатации (ВЭ) ядерной установки понимают меры, принимаемые с целью снятия с установки всех или некоторых регулирующих требований. В ряде международных документов, переведенных на русский язык, термин «вывод из эксплуатации» (decommissioning) переводится как «снятие с эксплуатации». Здесь и далее мы будем использовать термин «вывод из эксплуатации», который применяется в российском законодательстве. МАГАТЭ рассматривает ВЭ в качестве одного из этапов жизненного цикла ядерной установки, который, как и другие этапы, требует получения разрешений со стороны регулирующих органов.

Выбор подходящего варианта ВЭ для конкретного блока АЭС осуществляется на основе многофакторного анализа, при котором рассматриваются как общие для всех АЭС, так и конкретные факторы, присущие данному объекту (вопросы безопасности, охраны окружающей среды и здоровья населения, стоимости работ, социально-экономического воздействия на положение региона и т. д.)

В настоящее время окончательно остановлены энергоблоки № 1, 2 Белоярской и № 1-3 Нововоронежской АЭС. В ближайшее время будут выводиться из эксплу-

атации энергоблока АЭС, пущенные в эксплуатацию в 1970–80-е годы с учетом продления их проектного срока эксплуатации, в том числе энергоблок № 3 Белоярской АЭС с реактором на быстрых нейтронах (энергопуск 08.04.1980 г.). Отличительной особенностью работ по ВЭ РУ БН-600 (от РУ с ВВЭР и РБМК) является наличие больших объемов жидкометаллического натрия [2]. В мировой практике опыт ВЭ промышленных реакторов на быстрых нейтронах и обращения с жидкометаллическим натрием специфичен и не имеет большого распространения.

### Общие сведения

АЭС с реактором БН-350, расположенная на берегу Каспийского моря в районе г. Актау (Шевченко), входит в состав Мангистауского атомного энергокомбината (Казахстанская национальная атомная компания «Казатомпром»). Комбинат осуществляет производство и снабжение региона электрической и тепловой энергией, питьевой, горячей, технической (для хозяйственных нужд) водой. Это единый комплекс, включающий наряду с реактором три тепловые электростанции и многокорпусные дистилляционные опреснительные установки.

РУ БН-350, введенная в эксплуатацию в 1973 г., находилась в эксплуатации до 1998 г. Проектная тепловая мощность реактора составляла 1000 МВт (эквивалентная электрической мощности 350 МВт). Максимальный уровень мощности при эксплуатации не превышал 750 МВт, при средней мощности за время эксплуатации ~ 580 МВт (рис. 1). Время работы реактора на мощности составило 169 934 часов, число перегрузок – 63, паропроизводительность – 1070 т/ч.

### Этапы вывода из эксплуатации РУ

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан реактор БН-350 был окончательно остановлен 22 апреля 1999 г. и должен быть приведен в состояние безопасного и длительного хранения сроком на 50 лет с последующим демонтажем и захоронением. Вывод из эксплуатации РУ БН-350 осуществляется по одному из трех вариантов, определенных Техническим комитетом МАГАТЭ, – «Хранение под контролем» (Safe Storage – SAFSTOR). Определена концепция, предусматривающая вывод из эксплуатации РУ БН-350 в три этапа:

- Приведение РУ БН-350 в состояние безопасного хранения.
- Безопасное хранение.
- Частичный или полный демонтаж оборудования, зданий, сооружений и захоронение РАО.

Концепция безопасного хранения выбрана для минимизации финансовых и материальных затрат на ВЭ. Кроме того, полный демонтаж установки связан с большими дозовыми нагрузками на персонал из-за высокой наведенной активности конструктивных материалов.

Концепция «отложенного демонтажа» позволяет снизить количество радиоактивных отходов (РАО), образующихся при приведении установки в состояние безопасного хранения (по сравнению с немедленным демонтажем). Это преимущество является достаточно важным, учитывая нерешенность в настоящее время вопроса с захоронением РАО в регионе.

На основе рекомендаций МАГАТЭ [3] и с учетом принятой стратегии вывода из РУ БН-350 критериями завершения этапов являются [4]:

- *Первого этапа (Приведение РУ БН-350 в состояние безопасного хранения):* ядерное топливо выгружено из реактора и размещено на долговременное хранение; теплоноситель удален из РУ, переработан, продукты переработки помещены на долговременное хранение; РАО переработаны и помещены на долговременное хранение; обеспечен радиационный мониторинг РУ БН-350, санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения; определен состав систем и оборудования, оставляемых в эксплуатации, демонтируемых и консервируемых; выполнены работы по демонтажу и консервации.
- *Второго этапа (Безопасное хранение):* истекает 50-летний срок хранения; принятие решения о начале работ по реализации проекта демонтажа и захоронению отходов.
- *Третьего этапа (Частичный или полный демонтаж оборудования, зданий, сооружений и захоронение отходов):* выполнен частичный или полный демонтаж оборудования, зданий и сооружений; проведены полная дезактивация и реабилитация территории; РАО помещены на долговременное хранение или захоронены.

Для перевода РУ БН-350 в состояние безопасного длительного хранения в настоящее время осуществляется комплекс работ, включающий мероприятия по размещению ОЯТ на долговременное хранение; обращению с жидкометаллическим теплоносителем, ЖРО, ТРО; по подготовке зданий, сооружений и инженерных систем РУ к длительному хранению, идет завершение мероприятий предусмотренными первым этапом.

### Основные выполненные работы по выводу из эксплуатации РУ БН-350

В 1998–2000 гг. выполнена полная выгрузка активной зоны реактора БН-350 и упаковка облученных тепловыделяющих сборок (ОТВС) в герметичные чехлы.

В 2001–2003 гг. очищено ≈ 600 т натрия первого контура от радионуклидов цезия с применением ловушек-накопителей на основе сетчатого стекловидного углерода (RVC), имеющего высокий коэффициент сорбции и высокое соотношение площади поверхности к объему. Целью данного проекта являлось уменьшение дозовой нагрузки на персонал при предстоящих работах по дренированию натрия, его дальнейшей переработке и выполнении других работ по выводу реактора из эксплуатации.

Система очистки была разработана, установлена и введена в эксплуатацию в рамках международного сотрудничества между США и Республикой Казахстан на основании конструкции, которая успешно использовалась в экспериментальном реакторе-размножителе EBR-II (США). Перед проведением очистки на реакторном заводе выполнили эксперименты с сорбентом (RVC), которые позволили определить эмпирические зависимости сорбционных свойств RVC от температуры, провести расчет коэффициентов распределения радионуклидов цезия в системе «теплоноситель-сорбент» и выяснить кинетику процесса сорбции [4].

Адсорбция радионуклидов цезия осуществлялась при прокачивании натрия первого контура через ловушки, содержащие дискообразные блоки с пористым

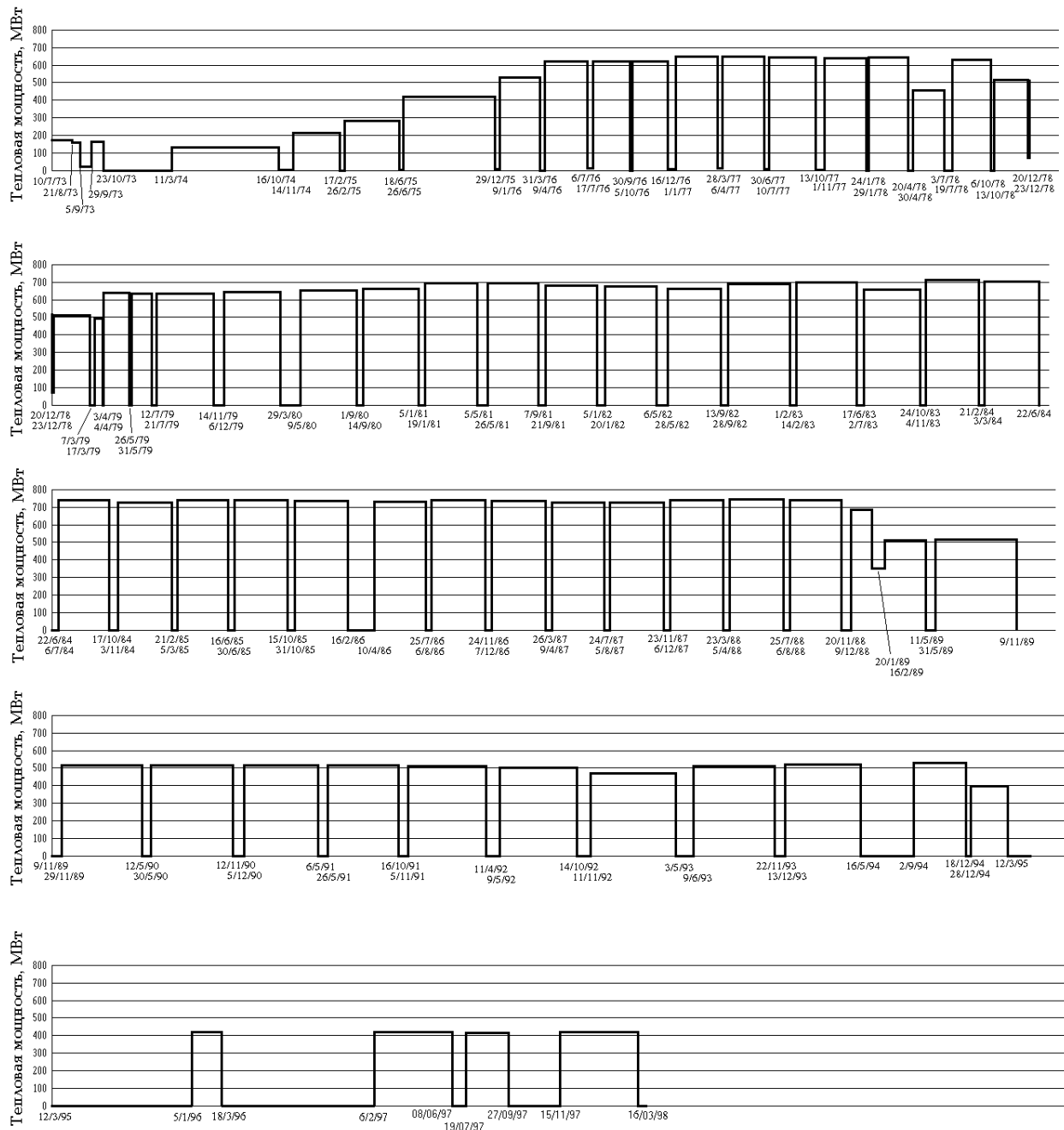


Рис. 1. График несения нагрузки реактором БН-350

стеклоуглеродом (рис. 2). Очищенный натрий возвращался в систему и продолжал циркулировать в петлях первого контура. Устройство очистки размещалось в центральном зале реакторной установки вместо штатного пробоотборника натрия первого контура с тем, чтобы использовать имеющиеся трубопроводы, арматуру и контрольно-измерительные приборы.

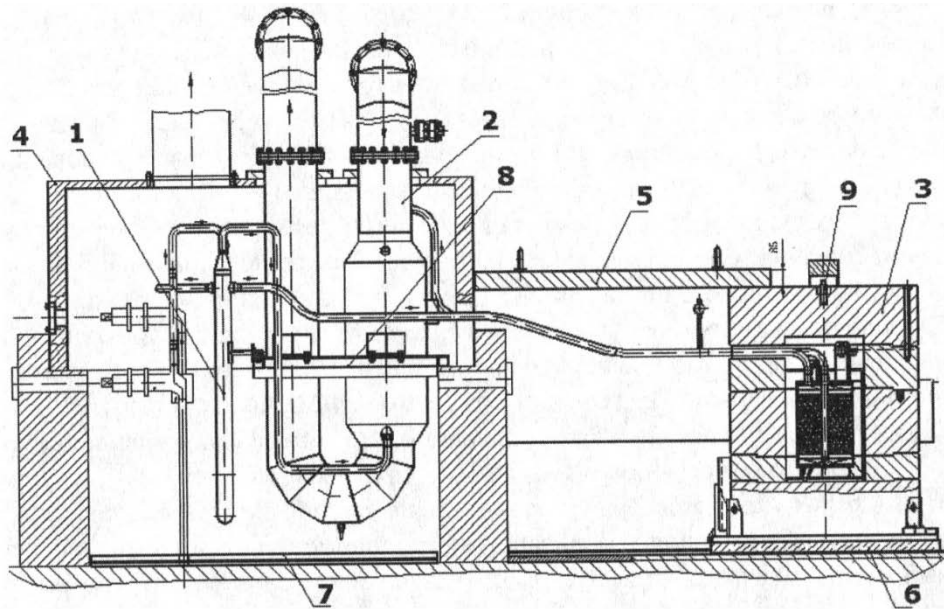
В рамках проекта было изготовлено семь цезиевых ловушек, содержащих всего около 16 кг стеклоуглеродного сорбента. Каждая ловушка работала до полного насыщения сорбента цезием, после чего она вырезалась и замещалась новой.

Из первого контура было удалено 255 300 Гбк (6900 Ки)  $^{137}\text{Cs}$ , что привело к снижению удельной активности цезия в 800 раз до концентрации 0,37 Мбк/кг (10 мкКи/кг) и позволило более безопасно дренировать натрий в баки хранения.

Логическим завершением проекта по очистке натрия 1 контура от изотопов цезия явилось кондиционирование отработанных ловушек – приведение ловушек во взрыво- и пожаробезопасное состояние, позволяющее осуществить их долговременное безопасное хранение.

Нужно отметить, что работы по очистке натриевого теплоносителя от радионуклидов цезия на БН-350 проводились и ранее в период эксплуатации реактора (с 1979 по 1989 годы) на малогабаритных внутриреакторных адсорберах «МАВР», которые были спроектированы и изготовлены в научно-исследовательском институте атомных реакторов (НИИАР), в городе Димитровграде. В качестве сорбента использовался обычный гранулированный малозольный графит типа ГМЗ-ОСЧ.

Ловушки имели форму обычной ТВС и устанавливались в ячейку активной зоны реактора во время проведения планово-предупредительных ремонтов. Натри-



**Рис. 2.** Схема очистки натрия от цезия: 1 – экономайзер, 2 – натрий-воздушный теплообменник; 3 – цезиевая ловушка в биологической защите; 4 – биологическая защита блока теплообменников; 5 – биологическая защита трубопроводов; 6 – базовая плита; 7 – сборник протечек; 8 – несущая рама; 9 – детектор измерения мощности экспозиционной дозы

евый теплоноситель прокачивался насосами первого контура, температура натрия при этом составляла 260°. Каждая ловушка улавливала, в среднем, по 3000 Ки (с учётом только Cs-137). Первые две ловушки позволили снизить мощность дозы гамма-излучения от трубопровода 1-го контура приблизительно в 4-5 раза. Всего было проведено 4 очистки, в результате которых из первого контура удалось вывести около 14000 Ки радионуклидов цезия Cs-134, Cs-137. Применение отдельно смонтированной системы очистки позволило более глубоко произвести очистку натрия и поверхности оборудования от радионуклидов цезия Cs-134, Cs-137.

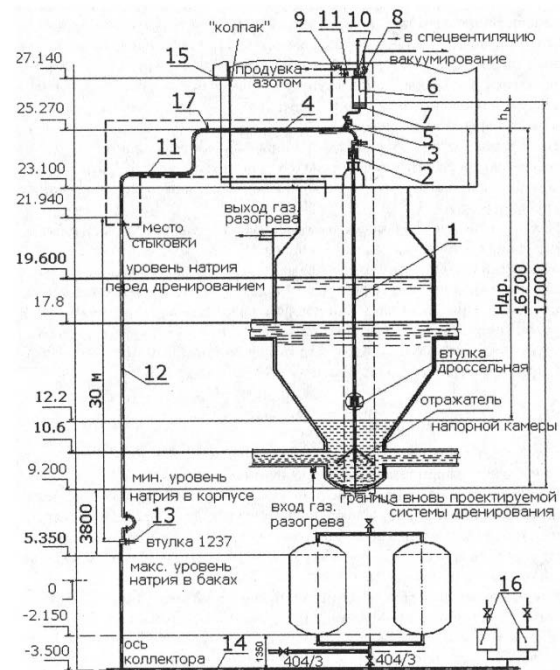
Дренаживание жидкометаллического натрия из корпуса реактора и первого контура является одним из важнейших мероприятий при снятии из эксплуатации реактора БН-350. Для выполнения этого проекта была разработана схема с использованием имеющихся технологий и штатных систем. Но в корпусе реактора есть места, откуда теплоноситель не может быть дренирован с применением только проектных средств (в нижней части корпуса реактора, в напорных трубопроводах, в кольцевой полости корпуса реактора). Для обеспечения полного дренирования был разработан комплекс мер и проектных решений, например, сверление отверстия во втулке напорного коллектора, расположенной в центральном канале реактора, до размера, необходимого для вывода через него дренажного канала вновь спроектированного устройства (рис. 3) [4].

Поскольку сверление внутри реактора, заполненного жидким натрием с температурой 280–300 °С, на глубине более 13,4 м, является чрезвычайно сложной инженерной задачей, режимы сверления были предварительно отработаны на модельной установке. Дренаживание натрия первого контура (около 610 м³) было успешно осуществлено 30 ноября 2003 г. в баки системы хранения, в которых натрий находится до настоящего времени в замороженном состоянии.

Проведено комплексное радиационно-инженерное обследование зданий и сооружений (КИРО). Получена информация для проведения расчетов образования

ТРО и видения текущего состояния оборудования, зданий и сооружений. Выполнена консервация части оборудования реакторной установки в связи с изменением состояния установки. Разработан проект комплекса по переработке ЖРО.

Выполнен ремонт облицовки бассейна выдержки отработавшего ядерного топлива способом нанесения защитного полимерного покрытия. Демонтирован БОП (барaban отработавших пакетов) и переработано его со-



**Рис. 3.** Схема дренирования натрия через устройство дренирования: 1 – канал дренажный; 2 – расходомер; 3 – вентиль Ду80; 4, 11, 12 – трубопровод Ду80; 5 – вентиль сифонный; 6 – бак дренажный; 7 – уровнемер; 8, 9, 10 – вентиль Ду25; 13 – вентиль; 14 – дренажный коллектор; 15 – гидрозатвор корпуса реактора; 16 – насосы ПЛИН; 17 – датчик давления

держимое (3,12 м<sup>3</sup> смеси натрия-калия, масла и влаги) методом водомасляной отмывки на специальном стенде.

Для отработки технологии произведены экспериментальные замесы геоцементного камня в 200-литровых бочках (20 бочек), из которых через некоторое время были вырезаны образцы и проведены исследования на механическую прочность и выщелачиваемость. Завершен монтаж, ведется подготовка к проведению пусконаладочных работ установки по переработке натрия (УПН).

Натрий второго контура дренирован в баки хранения и затем разлит в 100-литровые барабаны и отправлен на утилизацию на Ульбинский завод. Завершено удаление остатков натрия из оборудования и трубопроводов системой удаления остатков натрия, методом подачи увлажненного углекислого газа. Закончено проектирование систем по удалению сплава Na-K из оборудования и трубопроводов системы охлаждения холодных фильтр-ловушек (ХФЛ).

### Планируемые работы в рамках вывода реактора из эксплуатации

Для приведения РУ в состояние безопасного длительного хранения необходимо будет провести ряд работ:

- переработку металлического натрия 1 контура в геоцементный камень;
- переработку и кондиционирование ЖРО и ТРО;
- дезактивацию оборудования и трубопроводов первого контура;
- удаление сплава натрия-калий из оборудования и трубопроводов системы охлаждения ХФЛ.
- разработку проекта подготовки зданий, сооружений и инженерных систем РУ БН-350 к безопасному длительному хранению.
- дезактивацию другого загрязнённого оборудования и трубопроводов;
- подготовку инженерных систем и оборудования к безопасному длительному хранению;
- реконструкцию очистных сооружений БН-350 с установкой станции биологической очистки;
- демонтаж части оборудования;
- безопасное длительное хранение;
- окончательный демонтаж РУ.

### Применимость выполненных работ на РУ БН-350 к РУ БН-600

На площадке Белоярской АЭС находится в эксплуатации энергоблок БН-600, (энергопуск 08.04.1980г.). В апреле 2010 было обосновано продление срока эксплуатации до 2025 года и получена лицензия на эксплуатацию блока до 2020 года, в настоящее время ведутся подготовительные работы по обоснованию продления срока эксплуатации блока до 2040 года. Так как процесс останова и вывода из эксплуатации реакторной установки длительный и требующий детальной подготовки и проработки различных проектных решений, целесообразно провести некоторый анализ применимости работ выполненных на БН-350 к возможным предстоящим работам на реакторе БН-600.

Несмотря на различия в конструкции реактора БН-350 (концепция петлевого типа) и БН-600 (концепция интегрального типа) между этими реакторами достаточно много общего, и много сходных задач, которые необходимо решить при останове и снятии реакторной установки из эксплуатации.

Общая концепция и этапы вывода из эксплуатации РУ БН-600 и БН-350, по всей видимости, будут схожи.

В штатных натриевых системах обеспечивающих проектную эксплуатацию реакторных установок нет устройств, обеспечивающих полное дренирование натрия из корпуса реактора.

Для обеспечения этого этапа необходимо разработать дополнительные системы и мероприятия, позволяющие безопасно в полном объеме удалить натриевый теплоноситель из бака реактора и трубопроводов первого контура.

На РУ БН-350 проектом предусмотрена система бакового хозяйства, способная вместить весь объем натрия 1 контура 600 м<sup>3</sup>. На РУ БН-600 в составе 1 контура 3-бака объемом по 150 м<sup>3</sup>. Объем натрия в реакторе 820 м<sup>3</sup>. Необходимо изыскать возможность размещения 370 м<sup>3</sup> натрия 1 контура. В составе 2 контура 4 бака объемом 150 м<sup>3</sup>, объем петли 2 контура 300 м<sup>3</sup>. Необходимо изыскать возможность размещения 300 м<sup>3</sup> натрия 2 контура.

В качестве одного из вариантов, можно рассмотреть возможность дренирования избыточного количества натрия в транспортную передвижную емкость, оснащенную электрообогревом (опыт заполнения натрия на БН-800). После заполнения передвижной транспортной емкости необходимо предусмотреть ее хранение в закрытом арочном складе.

Опыт длительного хранения натрия имеется на БН-350. После длительного хранения резервного запаса в течение 30 лет в специальной таре объемом 1 м<sup>3</sup> под слоем парафина, в инертной среде был проведен анализ содержимого и сделано заключение, что свойства натрия практически не ухудшились. Визуальный осмотр показал, что на поверхности отсутствуют вспученность, трещины, сколы, имеются незначительные неглубокие трещины в виде сеточки. Химический состав взятой пробы в виде зерна длиной около 150 мм соответствовал ГОСТ 3273-75 Натрий металлический технический.

Учитывая опыт длительного хранения натрия, можно допустить дренирование натрия, не вошедшего в штатные баки хранения в передвижные емкости. Штатные баки хранения заполнить, хранить до потребности.

Для обеспечения возможности безопасного использования натрия 1 контура БН-600, необходимо произвести максимально очистку натрия от продуктов деления и радиоактивных веществ. Основные элементы, создающие повышенный фон теплоносителя 1 контура БН-600 - <sup>24</sup>Na, <sup>131</sup>I, <sup>22</sup>Na, <sup>54</sup>Mn, <sup>137</sup>Cs, <sup>134</sup>Cs, <sup>136</sup>Cs. Радиоактивность теплоносителя первого контура при работе реактора определяется радионуклидом <sup>24</sup>Na (T<sub>1/2</sub> = 15,005 ч). После останова реактора и распада <sup>24</sup>Na радиоактивность натрия определяется <sup>22</sup>Na (T<sub>1/2</sub> = 2,602 лет) и <sup>137</sup>Cs (T<sub>1/2</sub> = 30,174 лет), небольшой вклад вносят <sup>134</sup>Cs (T<sub>1/2</sub> = 2,062 лет) и <sup>54</sup>Mn (T<sub>1/2</sub> = 312,3 дня). Радионуклид <sup>131</sup>I (T<sub>1/2</sub> = 8,04 дня) на радиационную обстановку практически не влияет, т.к. быстро соединяется с натрием и в виде NaI удерживается в холодных ловушках. Активность натрия 1 контура составляет по <sup>137</sup>Cs 36-45 мБк/кг, без учета <sup>137</sup>Cs, высаженного по поверхностному слою оборудования и трубопроводов, контактирующего с натрием 1 контура. Для выхода <sup>137</sup>Cs с поверхности необходимо повысить температуру трубопроводов и оборудования, после чего снизить температуру натрия. При этом произойдет выход <sup>137</sup>Cs из поверхностного слоя металла в натрий, что увеличит активность натрия 1 контура ориентировочно в 1,5 - 2 раза.



Технология использования цезиевых ловушек, примененная на БН-350, одна из технологий, которая возможна для применения очистки натрия 1 контура на БН-600. Для обеспечения циркуляции натрия первого контура через цезиевую ловушку необходимо подключить цезиевую ловушку к трубопроводам 1 контура. Для эффективной очистки всего объема натрия от  $^{137}\text{Cs}$  может понадобиться до 3 ловушек, содержащих по 2,25 кг вспененного углерода RVC. После очистки натрия от  $^{137}\text{Cs}$  основным элементом, создающим повышенный фон, будет  $^{22}\text{Na}$ .

Имеющиеся системы 1 контура реактора БН-600 также не позволят полностью дренировать весь объем натрия из бака реактора.

Опыт, полученный при рассверливании втулки напорного коллектора, может быть применён на РУ БН-600. С последующей установкой дренажного канала и полным дренированием натрия из корпуса реактора.

Дальнейший этап - удаление остатков натрия из натриевого оборудования и трубопроводов. Отмывка съемного оборудования не представляет сложностей, и будет выполняться штатным образом. Удалить оставшийся натрий с внутреннего пространства реактора БН-600 можно методом, примененным на БН-350 - методом гидрокарбонизации, который показал себя надежным и эффективным. После проведения удаления остатков натрия из натриевого оборудования исключается взрывопожароопасность оборудования. Нерешенной проблемой на сегодняшний день для натриевых реакторов остается вопрос утилизации холодных фильтр-ловушек. Большой объем накопленной активности, наличие окислов и натрия внутри ловушки делает обращение с ними достаточно проблематичным, также отсутствует опыт в мировой практике. В настоящее время ФЭИ разработал технологию обращения с холодными ловушками Исследовательского реактора БР-10, но разница в габаритах ловушки пока не позволяет говорить о применимости данного метода к холодным ловушкам БН-600 и БН-350.

Следующий проблемный вопрос – обращение с самим корпусом реактора, его демонтаж и захоронение. Корпус реактора БН-350 из-за его сравнительно небольших размеров представляется возможным отделить от трубопроводов и извлечь целиком из шахты реактора для дальнейшего захоронения. Демонтаж корпуса реактора БН-600, видимо, будет предполагать его фрагментацию по месту установки, извлечение укрупненных частей и перевозку на захоронение. Учитывая высокую наведенную активность металла, данная процедура потребует сооружения дополнительного герметизирующего колпака и использования дистанционно оборудования и инструментов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Specific Safety Guide SSG-12: Licensing process for nuclear installations/ – Vienna, IAEA, 2010. – P. 80.
2. Атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем: учебное пособие. В 2 ч. Ч. 1 / А.И. Бельтюков, А.И. Карпенко, С.А. Полуяков, О.Л. Ташлыков, Г.П. Титов, А.М. Тучков, С.Е. Щеклеин; под общ. ред. С.Е. Щеклеина, О.Л. Ташлыкова. – Екатеринбург: УрФУ, 2013. – 548 с.
3. IAEA-TECDOC-1476 Financial aspects of decommissioning 2005.
4. Специальные технические условия (СТУ) по выводу реактора из эксплуатации БН-350. КАЭ РК, Алматы, 2000 г.

5. Таджибаева И., Пустобаев С., Ровнейко А. и др. Обращение с натриевым теплоносителем реактора на быстрых нейтронах /: Алматы, НТЦ БЯТ, 2010. 320 с.

6. Romanenko O.G., Tazhibayeva I.L., Rovneyko A.V., Yakovlev I.L., Maev V.I., Wells D., Herrick A., Michelbacher J.A., Knight C. Immobilization of Cesium Traps from the BN-350 Fast Reactor (Aktau, Kazakhstan) – 11062 / WM2011 Conference, February 27 - March 3, 2011, Phoenix, AZ

7. Ровнейко А. В., Ташлыков О. Л., Щеклеин С. Е. Особенности вывода из эксплуатации реакторов на быстрых нейтронах // Перспективные энергетические технологии. Экология, экономика, безопасность и подготовка кадров – 2016 : материалы научно-практической конференции (Екатеринбург, 11 октября 2016 г.). – Екатеринбург: УрФУ, 2016. С.61-66.

8. Ташлыков О.Л., Щеклеин С.Е., Булатов В.И., Шагин А.Г. О проблеме снижения дозовых затрат персонала АЭС. – Изв. вузов. Ядерная энергетика, 2011, №1, с.55–60.

## УСТАНОВКИ ПАСПОРТИЗАЦИИ И ВЫВОДА ИЗ-ПОД РЕГУЛИРУЮЩЕГО КОНТРОЛЯ РАО

*Крючкова Л.М.*

*ООО НПП «РАДИКО», г.Обнинск*

При выводе из под регулирующего контроля металлических ТРО, объёмы таких отходов при выводе из эксплуатации объектов велики, важно сочетать чувствительность с быстродействием и достаточно большим объёмом контейнеров. Низкие уровни удельной активности установленные в ОСПОРБ-99/2010 и СПОРО-2002 подразумевают применение сложных и дорогостоящих технических средств. В этом случае, оптимизация всех параметров: производительность, надёжность, достоверность, стоимость - играют ключевую роль.

Основными методами определения удельной активности при выводе из-под регулирующего контроля являются методы гамма-спектрометрии с применением ОЧГ детекторов и сочетания методов вращения, сканирования по высоте и т.д. Основная проблема – конфликт между производительностью и стоимостью систем.

Решением этой проблемы является применение пластиковых сцинтилляторов и метода нуклидного вектора вкпе с коэффициентом  $Inc$ , устанавливающим связь между эффективностью регистрации эталонного радионуклида и эффективностями других регистрируемых нуклидов в зависимости от вида контейнера, веса тары, геометрии, степени заполнения, типа измеряемого материала, поглощения. Пластиковые сцинтилляторы имеют преимущества благодаря своим свойствам. Прежде всего - это их быстродействие (время спада до 2 нс), возможность обеспечения высокой эффективности регистрации благодаря большому объёму и практически любой конфигурации при сравнительно низкой стоимости и высокой температурной стабильности. Максимальные размеры пластмассовых сцинтилляторов ограничены длиной ослабления света собственного излучения, достигающей 5 м.

Установка освобождения от контроля  $\text{RTM644Inc}$  - измерительная установка, состоящая из экранированной измерительной камеры, устройств загрузки и перемещения материала, а также сеток, поддонов и контейнеров.

С торцов измерительной камеры расположены двухстворчатые двери с электроприводом, к каждой из которых примыкает цепной транспортёр для доставки измеряемого контейнера в измерительную камеру и выгрузки контейнера из неё. Внутри измерительной камеры установлены 24 детектора (пластиковые сцинтилляторы), третий цепной транспортёр, весы. Соотношение между рабочей поверхностью и поверхностью измерительной камеры равно 60 %, со всех сторон измерительная камера окружена слоем свинца. Подача исследуемого материала осуществляется: в сетчатых контейнерах (размером не менее 1100x850x850 мм) и в бочках объемом 200 л.

Осуществляется учёт изменения фона для детекторов при загрузке контейнеров внутрь камеры. Существует возможность учёта вклада природных радионуклидов в общую активность. Все измерения с момента установки контейнера на подающий транспортёр до момента подачи контейнера в зону выгрузки осуществляются автоматически (есть режим ручного управления, для диагностических работ и особых случаев). Контролируемая величина – общая и удельная активность гамма-излучающих радионуклидов в радиоактивных отходах, размещённых в контейнерах (Бк/г, Бк).

Контролируемая величина сравнивается с рассчитанным на основе нормативных требований предельным значением активности для каждого радионуклида и принимается решение о возможности вывода из-под регулирующего контроля.

Очень полезной является информация о пространственном распределении активности внутри контейнера. Положение и распределение активности отображается в виде 3D графика с отображением положения «горячей точки» с привязкой к координатам (x, y, z).

Установка *RTM644Inc* внесена в Государственный реестр средств измерений.

---

## УПАКОВКИ ДЛЯ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

---

*Радченко Е.М.*

*НИЯУ МИФИ, г. Москва*

*Соболев А.В., Радченко М.В.*

*АО «ИЦЯК», г. Москва*

*Ерзылев С.А.*

*АО «Концерн Росэнергоатом», г. Москва*

В соответствии с ФЗ-190, все образовавшиеся в период эксплуатации АЭС радиоактивные отходы должны быть правильно (в соответствии с НП-093-15) упакованы и переданы (перемещены в соответствии с НП-053-16) на объект окончательной изоляции Национальному Оператору (НО РАО) для захоронения. При этом, как было показано ранее (см., например, статью «Многоцелевые упаковки для РАО», стр. в журнале «Радиоактивные Отходы», №1, 2017г.) для снижения суммарных затрат жизненного цикла на обращение с РАО необходимо изначально стремиться использовать многоцелевые контейнеры, позволяющие безопасно упаковать, хранить, транспортировать и размещать на объекте окончательной изоляции радиоактивные отходы, образующие при эксплуатации ядерной установки.

Каждый из этапов жизненного цикла выдвигает свои требования к используемому контейнеру (смотри, например, рис. 1).

Наиболее серьезное влияние на конструкции контейнеров для низко- и средне-активных отходов оказывают требования целостности и герметичности упаковок при возможных инцидентах на всех этапах обращения с ними. В представляемом докладе обобщены результаты работ 2016 - 2017 годов, посвященных разработке многоцелевых (хранение, транспортирование, захоронение в ПГЗРО) упаковочных комплектов для РАО 2 класса, а также результаты расчетного анализа прочности различных конструкций контейнеров из «тонколистовой» стали для радиоактивных отходов 4 класса, массово используемых в отрасли.

При анализе транспортно-технологических схем обращения с заполненными РАО упаковками на ПГЗРО выяснилось, что при размещении в штабель возможно падение контейнеров с высоты большей, чем предписано для обоснования безопасности транспортного комплекта в соответствии с НП-053-16. Более того, критерии приемлемости упаковок для захоронения требуют после происшествия не только гарантированного сохранения герметичности, как транспортные правила, но и сохранения целостности конструкции – возможности дальнейшей работы с контейнером без его перетарки. Расчеты и последующие бросковые испытания (смотри рис.2) показали, что для исключения на жизненном цикле всех возможных рисков нарушения целостности при обращении, для конструкции корпуса невозвратного контейнера (НВК) для РАО 2 класса потребовалось использовать более толстый стальной лист, чем это можно было предположить исходя из ранее выполненных испытаний контейнеров для НАО из «тонколистовой» стали.

Опираясь на результаты приведенных выше и других бросковых испытаний были выполнены оценки целостности и герметичности конструкций контейнеров с корпусом из «тонколистовой» стали при возможных происшествиях на объектах окончательной изоляции, связанных с падением поступающих на захоронение различных упаковок – бочки, типов КРАД, КМЗ и др. Расчеты выполнялись для разных вариантов гипотетического радиоактивного содержимого – абсолютно жесткое тело, омоноличеный и неомоноличеный компаунд. Рассмотрены расчетные варианты падения упаковок с разных высотных отметок, вплоть до 10 метров, в консервативном предположении – падение на абсолютно жесткое (не участвует в рассеянии энергии при ударе) основание. На рисунке 3 приведены, в качестве иллюстраций, фрагменты результатов расчетного анализа. Полученные результаты свидетельствуют, что для всех рассмотренных конструкций контейнеров выполняются требования «Правил безопасной перевозки...» НП-053-16. В тоже время, в случае аварийных происшествий при размещении заполненных упаковок в штабель более 2 рядов возможны нарушения целостности рассмотренных конструкций с возможным выходом радиоактивного содержимого. Необходимо отметить, что при дополнительном использовании бочек для размещения РАО герметичность будет не нарушена для всех рассмотренных гипотетических аварийных ситуаций.

Выполненный консервативный анализ возможных происшествий на жизненном цикле многоцелевых упаковок с РАО показал необходимость обоснования



Рис. 1. Требования к радиационно-защитным параметрам упаковок с РАО



Рис. 2. Бросковые испытания НВК для размещения РАО 2 класса в ПГЗРО

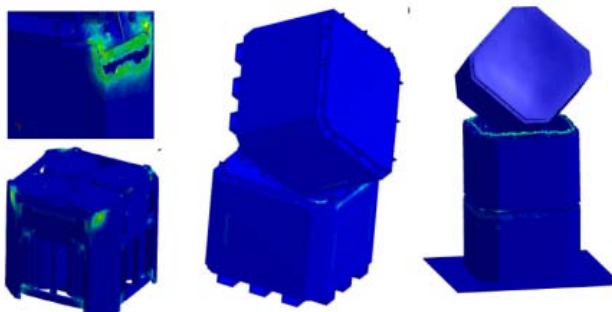


Рис. 3. Иллюстрации к расчетному анализу падения упаковок

прочности контейнеров для аварийных условий более «жестких», чем это предписано «Правилами безопасной перевозки радиоактивных материалов» (НП-053-014).

Реальные последствия происшествий на реальных объектах, для консервативно рассмотренных аварийных ситуаций, очевидно будут иметь меньший масштаб, чем полученный при консервативных расчетных оценках. Для снятия консервативных предположений рекомендуется провести дополнительный анализ возможных последствий аварийных происшествий для всех этапов жизненного цикла многоцелевых упаковок с РАО.

## КОМПЛЕКС ПЛАЗМЕННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТВЁРДЫХ РАО В ФИЛИАЛЕ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» «ОДИЦ»

*Кадьров И.И.; Щукин А.П.,  
Шевченко Б.Н.*

*Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «ОДИЦ»,  
Нововоронеж, Россия*

Комплекс плазменной переработки РАО (КПП РАО) расположен на площадке Нововоронежской АЭС и предназначен для плазменно-пиролитической переработки твердых радиоактивных отходов среднего и низкого уровней активности сложного морфологического состава (содержащих как горючие, так и негорючие компоненты), образующихся в процессе эксплуатации и вывода из эксплуатации энергоблоков НВАЭС.

Примененный метод обеспечивает высокие коэффициенты сокращения объема отходов (*коэффициент сокращения объема 15~40*), снижение объемов образующихся вторичных отходов и получение конечного продукта переработки в виде плавленного шлакового компаунда с высокой механической прочностью и химической стойкостью с концентрацией в нем не менее 90 % исходных радионуклидов.

Основой КПП РАО является - печь шахтного типа, состоящая из шахты и плавителя, узлов загрузки отходов и слива шлакового расплава. В верхней части плавителя установлены 2 дуговых плазмотрона постоянного тока типа «Радон-6» электрической мощностью от 50 до 150 кВт (возможно применение ЭДП-200). Идентич-

ный плазмотрон дополнительно установлен в камере сжигания пирогаза.

Установленная мощность оборудования общего и специального назначения - 1000, кВт

Производительность КПП РАО по твердым радиоактивным отходам составляет до 5 000 м<sup>3</sup> в год, при наличии сформированного морфологического состава из образующихся ТРО.

Штатный режим работы в шахтной печи реализуется так, что большая часть радионуклидов, возгоняемых из плавителя и уносимых отходящими пиролизными газами, улавливается путем адсорбции в пиролизованной пористой массе в средней части шахты или посредством физической конденсации возгонов на поверхности отходов, после чего вновь направляется в зону плавления.

В условиях поддержания постоянного уровня отходов в шахте печи выбранные технологические режимы обеспечивают градиент температур от 1300...1400 °С в подовой части. В зоне выхода пирогаза поддерживается температура плюс 250... 300°С что препятствует уносу из печи летучих соединений ряда радионуклидов и тяжелых металлов.

Поддержанием температуры пирогаза в верхней части шахты в пределах до 300 °С обеспечена также взрывобезопасность процесса.

В качестве дополнительной меры, предназначенной для удержания температуры в необходимых пределах, предусмотрена возможность орошения верхней части шахты водой.

Автоматизированный режим работы комплекса является основным рабочим режимом функционирования, при котором комплекс работает круглосуточно и непрерывно, при этом, программно-технический комплекс реализует все функции самоконтроля, контроля и управления технологическим оборудованием, а также прикладные задачи и функции АРМ.

Внедрение процесса плазменной переработки ТРО на АЭС представляет технологически и экономически выгодную альтернативу созданию комплексов многостадийного обращения с ТРО на основе технологий сжигания, плавления, цементирования, прессования и суперкомпактирования отходов, а также исключает необходимость повторного кондиционирования продуктов плазменной переработки отходов через 30-50 лет.

КПП РАО введен в промышленную эксплуатацию 05.07.2017г.

07.07.2017 Получена лицензия Ростехнадзора на эксплуатацию КПП РАО.

В 2017 году переработано 1303 м<sup>3</sup> твердых РАО.

## **ВЫБОР СТРАТЕГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ЖИДКИХ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ НА АЭС АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»**

*Иванов Е.А., Шаров Д.А.*

*АО «ВНИИАЭС», г. Москва*

### **Введение**

На атомных станциях АО «Концерн Росэнергоатом» ежегодно образуется примерно 3 300 м<sup>3</sup> жидких радиоактивных отходов (ЖРО) [1], представляющих собой

кубовые остатки (КО), шламы и пульпы отработавших ионообменных смол (ИОС), фильтрующих материалов. Основной объем ЖРО формируют КО, образующиеся при переработке жидких радиоактивных сред (организованные и неорганизованные протечки, воды дезактивации помещений и оборудования, воды спецпрачечных, санпропускников и др.) на выпарных аппаратах систем спецводоочистки АС. После сбора ЖРО направляются на хранение в стальных емкостях в хранилищах жидких отходов (ХЖО).

В настоящее время (на 31.12.2016) в ХЖО накоплено около 100 000 м<sup>3</sup> ЖРО [2] (примерно 60 % проектного объема всех хранилищ), при этом на отдельных АС степень заполнения хранилищ достигает 80 % и более.

При проектировании и сооружении АС в СССР в части системы обращения с РАО (в том числе с ЖРО) была принята концепция отложенных решений: накапливать и одновременно хранить РАО до перехода к этапу вывода АС из эксплуатации. Однако недостаточная экологическая безопасность длительного хранения ЖРО и не переработанных твердых радиоактивных отходов (ТРО), а также угроза истощения емкости имеющихся хранилищ заставили отказаться от этой концепции.

Для решения проблемы ЖРО на АС начали внедряться различные установки по переработки ЖРО: глубокого упаривания (УГУ), цементирования, битумирования, ионоселективной очистки (УИСО), осушки и пиролиза ИОС. Ввод в строй указанных установок позволил снизить остроту проблемы, однако из-за отсутствия системного подхода проблема до настоящего времени не решена, а вопрос выбора оптимальной стратегии переработки ЖРО остается крайне актуальным.

### **Оценка эффективности технологии переработки ЖРО**

К концу XX века в мире сформировалась методологическая база решения проблемы радиоактивных отходов. Сформулированы цели и задачи, стратегия и техническая политика, принципы и критерии обращения с РАО. Современная общепризнанная концепция обращения с РАО включает в себя сбор, сортировку и первичную обработку, кондиционирование, хранение и захоронение. Большое значение для формирования стратегии обращения с РАО в России сыграл принятый в 2011 году Федеральный закон № 190-ФЗ [3].

Российские проекты АС нового поколения предусматривают обязательное кондиционирование ЖРО и ТРО. Планируется, что все действующие АС АО «Концерн Росэнергоатом» будут оснащены установками кондиционирования РАО в ближайшие годы. Стратегия обращения с радиоактивными отходами АО «Концерн Росэнергоатом» [1] предполагает, что все образующиеся РАО должны быть приведены в соответствие с критериями приемлемости с последующей передачей Национальному оператору на захоронение<sup>1</sup>.

При выборе технологии переработки ЖРО (кубовых остатков) определяющими факторами являются:

- характеристики ЖРО (солесодержание, радиоактивность, радионуклидный состав и др.);
- степень очистки от радионуклидов;

<sup>1</sup> Федеральный закон № 190-ФЗ от 11.07.2011 [3] и Распоряжение Правительства № 2499-р от 07.12.2015 [4] допускают захоронение очень низкоактивных РАО АС без их кондиционирования в пунктах приповерхностного захоронения на земельных участках, используемых АС

- характеристики и объем вторичных РАО;
- критерии приемлемости для захоронения РАО.

Исторически сложилось, что в радиоактивных отходах АС России контролируется небольшое число радионуклидов. Этот перечень, как правило, ограничивается короткоживущими<sup>1</sup> гамма-излучающими радионуклидами, такими как  $^{51}\text{Cr}$  ( $T_{1/2} = 27,7$  сут.),  $^{54}\text{Mn}$  ( $T_{1/2} = 312$  сут.),  $^{59}\text{Fe}$  ( $T_{1/2} = 44,5$  сут.),  $^{58}\text{Co}$  ( $T_{1/2} = 70,8$  сут.),  $^{60}\text{Co}$  ( $T_{1/2} = 5,27$  лет),  $^{65}\text{Zn}$  ( $T_{1/2} = 244$  сут.),  $^{134}\text{Cs}$  ( $T_{1/2} = 2,06$  лет),  $^{137}\text{Cs}$  ( $T_{1/2} = 30,0$  лет). Указанные радионуклиды вносят доминирующий вклад в общую активность низко- и среднеактивных РАО, образующихся на АС, в течение времени их нахождения на промплощадке (несколько десятков лет). Выбор этих радионуклидов принципиально сделан исходя из их радиологической опасности до захоронения и возможности их детектирования с применением неразрушающих методов гамма-спектрометрии. При этом после хранения на территории АС свыше 20 лет из приведенного перечня радионуклидов в РАО атомных станций практически присутствуют только  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$  и  $^{137}\text{Cs}$ <sup>2</sup>.

Без особых дискуссий был принят постулат, не подкрепленный расчетно-теоретическими и экспериментальными исследованиями и, в общем случае, ошибочный, что при оценке эффективности систем очистки жидких РАО содержанием других радионуклидов в ЖРО можно пренебречь. Тем самым, неявно было принято, что перечни радионуклидов, определяющих радиологическую опасность РАО на этапе хранения на промплощадке и после захоронения, совпадают.

В результате было сделано не имеющее научного обоснования обобщение, что для решения проблемы переработки ЖРО атомных станций достаточно извлечь из них только три радионуклида:  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ .

В настоящее время в качестве одной из перспективных технологий переработки ЖРО рассматривается селективная сорбция радионуклидов. Существующие сорбенты, производства отечественных предприятий ООО НПП «Эксорб» и АО ПНФ «Термоксид», позволяют эффективно очищать ЖРО от отдельных радионуклидов ( $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$  и  $^{137}\text{Cs}$ ). Например, коэффициент очистки ЖРО сорбентами ООО НПП «Эксорб» от  $^{137}\text{Cs}$  достигает  $6 \cdot 10^{53}$ .

При проектировании и внедрении на АС АО «Концерн Росэнергоатом» установок ионоселективной очистки (УИСО) позиционируются как установки для очистки ЖРО только от указанных выше трех радионуклидов.

Однако предположение о достаточности учета в РАО атомных станций только  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{60}\text{Co}$  не выдерживает критики при объективном рассмотрении.

Результаты недавно проведенных исследований [6] свидетельствуют, что наряду с обычно контролируемые радионуклидами ( $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ), в пробах ЖРО АС с РУ БН-350 (Казахстан) обнаруживаются  $^{63}\text{Ni}$  ( $T_{1/2} = 96,0$  лет),  $^3\text{H}$  ( $T_{1/2} = 12,3$  лет),  $^{14}\text{C}$  ( $T_{1/2} = 5730$  лет),  $^{129}\text{I}$  ( $T_{1/2} = 1,57 \cdot 10^7$  лет). Подтверждено присутствие в ЖРО

таких радионуклидов, как  $^{241}\text{Am}$  ( $T_{1/2} = 432$  лет),  $^{239}\text{Pu}$  ( $T_{1/2} = 2,41 \cdot 10^4$  лет),  $^{240}\text{Pu}$  ( $T_{1/2} = 6,54 \cdot 10^3$  лет) и  $^{90}\text{Sr}$  ( $T_{1/2} = 29,1$  лет), содержание которых не учтено при разработке проекта на систему переработки ЖРО АС с РУ БН-350. Согласно теоретической оценке, в ЖРО РУ БН-350 различные радионуклиды  $^{99}\text{Tc}$  ( $T_{1/2} = 2,13 \cdot 10^5$  лет),  $^{237}\text{Np}$  ( $T_{1/2} = 2,14 \cdot 10^6$  лет),  $^{244}\text{Cm}$  ( $T_{1/2} = 18,1$  лет),  $^{151}\text{Sm}$  ( $T_{1/2} = 90,0$  лет) также следует ожидать и учитывать при разработке технологии переработки ЖРО.

В ходе экспериментальных исследований, выполненных на Игналинской АЭС (Литва) с РУ РБМК-1500, в пробах РАО обнаружены следующие радионуклиды:  $^3\text{H}$ ,  $^{14}\text{C}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{55}\text{Fe}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{63}\text{Ni}$ ,  $^{65}\text{Zn}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{94}\text{Nb}$ ,  $^{99}\text{Tc}$ ,  $^{110m}\text{Ag}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{238}\text{Pu}$ ,  $^{239+240}\text{Pu}$ ,  $^{241}\text{Pu}$ ,  $^{241}\text{Am}$ ,  $^{243+244}\text{Cm}$  [7].

Перечень контролируемых радионуклидов в РАО в США установлен исходя из их радиологической опасности после захоронения [8] и включает такие радионуклиды как  $^3\text{H}$  ( $T_{1/2} = 12,3$  лет),  $^{14}\text{C}$  ( $T_{1/2} = 5,73 \cdot 10^3$  лет),  $^{59}\text{Ni}$  ( $T_{1/2} = 7,50 \cdot 10^4$  лет),  $^{60}\text{Co}$  ( $T_{1/2} = 5,27$  лет),  $^{63}\text{Ni}$  ( $T_{1/2} = 96,0$  лет),  $^{90}\text{Sr}$  ( $T_{1/2} = 29,1$  лет),  $^{94}\text{Nb}$  ( $T_{1/2} = 2,03 \cdot 10^4$  лет),  $^{99}\text{Tc}$  ( $T_{1/2} = 2,13 \cdot 10^5$  лет),  $^{129}\text{I}$  ( $T_{1/2} = 1,57 \cdot 10^7$  лет),  $^{137}\text{Cs}$  ( $T_{1/2} = 30,0$  лет),  $^{241}\text{Pu}$  ( $T_{1/2} = 14,4$  лет),  $^{242}\text{Cm}$  ( $T_{1/2} = 163$  сут.). Кроме того, в РАО контролируется суммарная объемная активность радионуклидов с периодом полураспада менее пяти лет и суммарная объемная активность  $\alpha$ -излучающих радионуклидов (ТУЭ) с периодом полураспада более пяти лет. Таким образом, перечень контролируемых радионуклидов в РАО включает несколько десятков радионуклидов.

В документе МАГАТЭ [9] приводится перечень из 30 радионуклидов, «представляющих интерес» при характеристике РАО атомных станций.

Для РАО АС Козлодуй (Болгария) с реакторными установками типа ВВЭР (четыре остановленных блока с РУ ВВЭР-440 и два действующих энергоблока с РУ ВВЭР-1000) установлен перечень из 28 радионуклидов, подлежащих контролю при передаче на захоронение. Схожий перечень, включающий 20 радионуклидов, установлен на АС Моховце и Богунице (Словакия) с РУ ВВЭР-440.

В настоящее время АО «Концерн Росэнергоатом» реализует программу по разработке перечней радионуклидов, контролируемых при паспортизации РАО АС. Требование наличия такого перечня радионуклидов, определяемого по согласованию с Национальным оператором по обращению с РАО (НО РАО), установлено Федеральными нормами и правилами НП-093-14 [10]. Специалистами АО «ВНИИАЭС» впервые определен и согласован с НО РАО перечень радионуклидов для паспортизации РАО Нововоронежской АЭС, который включает 20 радионуклидов [11].-

В табл. 1 приведена сводная информация о радионуклидах, контролируемых в РАО на АС с различными типами РУ в разных странах.

Учет трансурановых элементов может существенно повлиять на оценку класса РАО, передаваемых НО РАО на захоронение. Пример результатов радиационного контроля проб РАО, демонстрирующий влияние учета ТУЭ на классификацию РАО, представлен в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что учет ТУЭ при паспортизации может приводить к переводу РАО из класса 4 в класс 3, или даже класс 2. Игнорирование реального радионуклидного состава РАО искусственно занижает их радиологическую опасность для будущих поколений. Соблазн таких действий может быть весьма велик, так как в соответствии с действующими в 2017 г. тарифами [12] различия в затратах на захоронение РАО класса 4 в

<sup>1</sup> Радионуклиды с периодом полураспада не более 31 года (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 19.10.2012 № 1069 [5])

<sup>2</sup> За 20 лет активность  $^{60}\text{Co}$  в РАО уменьшится примерно в 14 раз,  $^{134}\text{Cs}$  - в 1000 раз,  $^{137}\text{Cs}$  в 1,6 раза, активность остальных радионуклидов снижается на семь и более порядков.

<sup>3</sup> Согласно результатам лабораторных испытаний, проведенных специалистами АО «ВНИИАЭС» и ООО НПП «Эксорб» на Белоярской АЭС

**Таблица 1.** Радионуклиды, контролируемые в РАО АС в разных странах

Казахстан, Шевченковская АС (БН-350)	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$ , $^{60}\text{Co}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{129}\text{I}$ , $^{134}\text{Cs}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{151}\text{Sm}$ , $^{237}\text{Np}$ , $^{239}\text{Pu}$ , $^{240}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Am}$ , $^{244}\text{Cm}$
Литва, Игналинская АС (РБМК-1500)	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$ , $^{54}\text{Mn}$ , $^{55}\text{Fe}$ , $^{60}\text{Co}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{65}\text{Zn}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{94}\text{Nb}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{110\text{m}}\text{Ag}$ , $^{134}\text{Cs}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{238}\text{Pu}$ , $^{239+240}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Am}$ , $^{243+244}\text{Cm}$
США	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$ , $^{59}\text{Ni}$ , $^{60}\text{Co}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{94}\text{Nb}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{129}\text{I}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{241}\text{Pu}$ , $^{242}\text{Cm}$ , $\Sigma\alpha(T_{1/2} > 5 \text{ лет})$ , $\Sigma(T_{1/2} < 5 \text{ лет})$
Болгария, АС Козлодуй (ВВЭР-440, ВВЭР-1000)	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$ , $^{54}\text{Mn}$ , $^{55}\text{Fe}$ , $^{58}\text{Fe}$ , $^{60}\text{Co}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{94}\text{Nb}$ , $^{95}\text{Nb}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{110\text{m}}\text{Ag}$ , $^{129}\text{I}$ , $^{134}\text{Cs}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{233}\text{U}$ , $^{234}\text{U}$ , $^{235}\text{U}$ , $^{238}\text{U}$ , $^{238}\text{Pu}$ , $^{239-240}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Pu}$ , $^{242}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Am}$ , $^{242}\text{Cm}$ , $^{244}\text{Cm}$
Словакия, АС Моховце и Богунце (ВВЭР-440)	$^3\text{H}$ , $^{41}\text{Ca}$ , $^{54}\text{Mn}$ , $^{59}\text{Ni}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{79}\text{Se}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{93}\text{Mo}$ , $^{93}\text{Zr}$ , $^{94}\text{Nb}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{107}\text{Pd}$ , $^{126}\text{Sn}$ , $^{129}\text{I}$ , $^{135}\text{Cs}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{151}\text{Sm}$ , $^{239}\text{Pu}$ , $^{240}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Am}$
РФ, Нововоронежская АС	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$ , $^{36}\text{Cl}$ , $^{60}\text{Co}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{94}\text{Nb}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{129}\text{I}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{152}\text{Eu}$ , $^{154}\text{Eu}$ , $^{235}\text{U}$ , $^{238}\text{U}$ , $^{237}\text{Np}$ , $^{238}\text{Pu}$ , $^{239}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Am}$ , $^{243}\text{Cm}$ , $^{244}\text{Cm}$
МАГАТЭ	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$ , $^{36}\text{Cl}$ , $^{41}\text{Ca}$ , $^{55}\text{Fe}$ , $^{59}\text{Ni}$ , $^{60}\text{Co}$ , $^{63}\text{Ni}$ , $^{79}\text{Se}$ , $^{90}\text{Sr}$ , $^{94}\text{Nb}$ , $^{99}\text{Tc}$ , $^{106}\text{Ru}$ , $^{125}\text{Sb}$ , $^{129}\text{I}$ , $^{135}\text{Cs}$ , $^{137}\text{Cs}$ , $^{144}\text{Ce}$ , $^{235}\text{U}$ , $^{238}\text{U}$ , $^{237}\text{Np}$ , $^{238}\text{Pu}$ , $^{239}\text{Pu}$ , $^{240}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Pu}$ , $^{242}\text{Pu}$ , $^{241}\text{Am}$ , $^{242}\text{Cm}$ , $^{243}\text{Cm}$ , $^{244}\text{Cm}$

**Таблица 2.** Влияние учета ТУЭ на классификацию РАО

№ пробы	$\Sigma\alpha$ , Бк/г	$\Sigma\beta$ , Бк/г	Категория по удельной активности		Класс РАО по	
			ТУЭ	$\beta$ -излучателям	ТУЭ	$\beta$ -излучателям
1	$2,8 \cdot 10^1$	$1,8 \cdot 10^3$	НАО	НАО	3	4
2	$1,0 \cdot 10^1$	$3,5 \cdot 10^2$	НАО	ОНРАО	3	4
3	$1,4 \cdot 10^2$	$1,5 \cdot 10^3$	САО	НАО	2	4

3,54 раза меньше, чем класса 3 и примерно в 15,1 раза меньше, чем класса 2.

Следует отметить, что контроль значительной части радионуклидов из расширенного перечня требует применения методов контроля, связанных с затратными процедурами отбора, подготовки и анализа проб, так как их-распад не сопровождается гамма-излучением достаточной энергии и интенсивности для проведения измерений неразрушающими методами.

Такие радионуклиды в мировой практике принято называть «сложнодетектируемыми». С целью снижения затрат и повышения оперативности контроля сложнодетектируемых радионуклидов может применяться подход с использованием технологии радионуклидного вектора [13], рекомендованной МАГАТЭ [9]. Этот подход основывается на установлении устойчивых или консервативных соотношений между удельными активностями радионуклидов, которые принято называть «радионуклидными векторами». Установление для каждого типа РАО радионуклидных векторов позволяет вести систематический контроль в РАО радионуклидов, включая сложнодетектируемые, к измерению удельных активностей отдельных реперных радионуклидов, распад которых сопровождается гамма-излучением ( $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{60}\text{Co}$  и др.).

Применение технологии радионуклидных векторов помимо очевидных преимуществ потенциально может приводить к дополнительным издержкам. Издержки связаны с неопределенностью, вносимой применением радионуклидных векторов в результаты радиационного контроля при паспортизации, которая может составлять сотни процентов. Значительное увеличение неопределенности может привести к ложному отнесению паспортизируемых партий РАО к более высокому классу, и, как следствие, к увеличению затрат на захоронение РАО. Поэтому применение указанной технологии тре-

бует дополнительного обоснования, основанного на результатах детальных экспериментальных исследований.

Корректный учет радионуклидного состава ЖРО может изменить с позитивной на негативную оценку эффективности системы очистки ЖРО. Например, вместо очистки ЖРО, позволяющей сбрасывать очищенные воды в акваторию, по-прежнему можно получить ЖРО, а после их отверждения – твердые радиоактивные отходы (ТРО), категория которых может не отличаться от категории отвержденных неочищенных ЖРО.

В этом гипотетическом случае затраты на передачу Национальному оператору на захоронение среднеактивных ТРО (образовавшихся после отверждения отработавших сорбентов и осадков и их кондиционирования), а также затраты на УИСО и ее обслуживание будут не обоснованы в сравнении с затратами при отверждении и последующем кондиционировании исходных среднеактивных ЖРО без использования технологии селективной сорбции.

В этой связи, выбор для переработки ЖРО технологии глубокого упаривания на Нововоронежской АС и в филиале АО «Концерн Росэнергоатом» «Опытном-демонстрационный инженерный центр по выводу из эксплуатации» или установки битумирования на Калининской АС [1], возможно, является более предпочтительным, чем сооружение и эксплуатация УИСО.

Возможный подход к определению приемлемости технологии переработки ЖРО представлен в табл. 3.

## Выводы

Таким образом, на современном этапе развития технологию сорбции преждевременно рассматривать как универсальное решение проблемы переработки ЖРО, так как отсутствуют доказательства ее эффективности

Таблица 3. Оценка приемлемости технологии переработки ЖРО

№ п/п	Состояние конечно жидкого продукта (фильтрат)	Состояние конечно продукта по технологии переработки ЖРО	Оценка приемлемости технологии
1	Жидкая среда удовлетворяет требованиям для сброса в открытую гидросеть	Очищенная жидкая среда сбрасывается в открытую гидросеть; Активность исходных ЖРО локализована в кондиционированных ТРО, категории САО	Безусловно приемлема
2	Жидкая среда не удовлетворяет требованиям для сброса в открытую гидросеть	После отверждения жидкая среда переводится в твердые отходы, подлежащие освобождению от контроля; Активность исходных ЖРО локализована в кондиционированных ТРО, категории САО	Приемлема
3	ЖРО	После отверждения жидкая среда переводится в категорию твердых очень низкоактивных отходов (ОНАО); Основная доля активности исходных ЖРО локализована в кондиционированных ТРО, категории САО	Приемлема при наличии полигонов для захоронения ОНАО; необходима технико-экономическая оценка с учетом альтернативных вариантов кондиционирования ЖРО
4	ЖРО	После отверждения жидкая среда переводится в категорию твердых очень низкоактивных РАО (ОНРАО); Основная доля активности исходных ЖРО локализована в кондиционированных ТРО, категории САО	Необходима технико-экономическая оценка с учетом альтернативных вариантов кондиционирования ЖРО
5	ЖРО	После отверждения жидкая среда переводится в категорию твердых низкоактивных РАО (НАО); Основная доля активности исходных ЖРО локализована в кондиционированных ТРО, категории САО	Неприемлема
6	ЖРО	После отверждения жидкая среда переводится в категорию твердых среднеактивных РАО (САО); Существенная доля активности исходных ЖРО локализована в кондиционированных ТРО, категории САО	Неприемлема

для очистки отходов от радионуклидов, определяющих радиологическую опасность РАО после захоронения.

Для комплексного решения проблемы ЖРО АС первым этапом необходимо четко определить область применения сорбентов и сформулировать требования к их характеристикам. Выполнение исследования характеристик ЖРО (химических, физических, радиационных), накопленных и образующихся при эксплуатации АС с РУ различного типа (ВВЭР, РБМК, БН) позволит определить исходные требования к технологиям переработки жидких отходов. А проведение испытаний сорбентов на РАО АС позволит оценить реальную эффективность существующих селективных сорбентов и определить роль технологии в стратегии переработки ЖРО.

В более широком плане, актуальным является выполнение комплексного анализа эффективности технологий переработки ЖРО на всех АС АО «Концерн Росэнергоатом» с учетом радионуклидов, определяющих радиологическую опасность РАО после захоронения.

#### Список литературы

1 М.Р. Стахив. Стратегия обращения с радиоактивными отходами ОАО «Концерн Росэнергоатом». Слайдовый доклад на конференции «АтомЭко-2015». [http://www.atomeco.org/mediafiles/u/files/2015/Materials/9\\_november/Staxiev.pdf](http://www.atomeco.org/mediafiles/u/files/2015/Materials/9_november/Staxiev.pdf) (дата обращения к ресурсу 20.04.2018)

2 Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2016 году. Москва. 2017. [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/Годовой\\_отчет\\_за\\_2016\\_год\\_3.pdf](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой_отчет_за_2016_год_3.pdf) (дата обращения к ресурсу 20.04.2018)

3 Федеральный закон от 11.07.2011 N 190-ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

4 Распоряжение Правительства РФ № 2499-р от 07.12.2015

5 Постановление Правительства РФ от 19.10.2012 № 1069 «О критериях отнесения твердых, жидких и газообразных отходов к радиоактивным отходам, критериях отнесения радиоактивных отходов к особым радиоактивным отходам и к удаляемым радиоактивным отходам и критериях классификации удаляемых радиоактивных отходов»

6 Зверева И.О. Разработка технологии переработки неорганических ЖРО РУ БН-350 – Институт радиационной безопасности и экологии Республики Казахстан. Курчатов. 2011

7 V. Remeikis et al. Study of the nuclide inventory of operational radioactive waste for the RBMK-1500 reactor. Nuclear Engineering and Design, 2009, 239, P. 813–818

8 NRC: 10 CFR § 61.55 «Waste classification»

9 IAEA Nuclear Energy Series NW-T-1.18, IAEA, Vienna, Austria, 2009

10 НП-093-14 «Критерии приемлемости радиоактивных отходов для захоронения»

11 И.В. Пырков и др. Внедрение технологии радионуклидного вектора на Нововоронежской АЭС. Сб. межд. научно-технич. конф. «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики. МНТК-2016». М., с.341-347, 2016 (<http://mntk.rosenergoatom.ru/mediafiles/u/files/2016/MNTK-2016.pdf>, дата обращения к ресурсу 20.04.2018)

12 Приказ Минприроды России от 13.03.2013 № 89 «О первоначальном установлении тарифов на захоронение радиоактивных отходов»

13 ISO 21238-2007 «Scaling factor method to determine the radioactivity of low- and intermediate-level radioactive waste packages generated at nuclear power plants»

# ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС DIGITAL DECOMMISSIONING – ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

*Кононов В.В., Тихоновский В.Л., Журавлев И.И.  
АО «НЕОЛАНТ», г. Москва*

В 50-80-е годы двадцатого столетия в СССР были ознаменованы появлением и быстрым развитием ядерной энергетики. В 1954 году заработал первый ядерный реактор в Обнинске, в 1959 году запустили Сибирскую АЭС, тогда же – первый атомный ледокол, затем в 1964 – Белоярская и Нововоронежская станции.

Прошло много времени, и нынешнее поколение специалистов столкнулось с проблемой массового устаревания оборудования и необходимости вывода из эксплуатации (ВЭ) многих блоков атомных станций. В связи с этим на государственном уровне были разработаны и запущены две Федеральные целевые программы «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2008 г. и на период до 2015 г.» и «Обеспечение ядерной и радиационной безопасности на 2016 - 2020 гг. и на период до 2030 г.», в рамках которых поставлена цель к 2030 году вывести из эксплуатации более 50 объектов атомной энергетики и промышленности, в том числе 18 блоков АЭС, 13 промышленных уран-графитовых реакторов, а также 24 исследовательских реактора.

Точно такая же задача встала перед странами Запада и США. Мировые объемы вывода из эксплуатации ОИАЭ имеют тенденции быстрого роста, поскольку в ближайшие годы также будет сформирован основной объем вывода из эксплуатации ядерных реакторов, построенных в 50-80 годы XX столетия. По оценкам Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), объем мирового рынка вывода из эксплуатации ядерных и радиационно опасных объектов в 2015 г. превысил 7 млрд долларов США, из них объем рынка вывода из эксплуатации в Восточной и Западной Европе составил более 1 млрд [4].

Какие же проблемы стоят перед мировым и отечественным атомным сообществом в деле вывода объектов использования атомной энергии (ОИАЭ)?

Первое, что приходит на ум при упоминании ядерной энергетики – проблема экологической безопасности. Возможное радиационное загрязнение, создающее угрозы окружающей среде, персоналу объектов, населению прилегающих территорий. Сюда же относятся и радиоактивные отходы (РАО), накопленные в значительном количестве за период эксплуатации станций и массово образующиеся при выводе из эксплуатации.

Необходимость минимизировать риски по части экологической безопасности приводит к высоким финансовым затратам. И это следующая проблема. Длительность стадии вывода из эксплуатации ОИАЭ зачастую сопоставима с длительностью стадии эксплуатации объекта:  $\geq 40$  лет. Все это время необходимо поддерживать в рабочем состоянии части систем, оборудования, конструкций остановленного объекта для его безопас-

ного сохранения в период подготовки и на этапе выполнения практических работ по выводу. Кроме того, столь длительные сроки требуют наличия технологии накопления, структурирования и передачи знаний об объекте и о процессе вывода его из эксплуатации. Прибавим сюда затраты на переработку и захоронение РАО.

Основными факторами, усложняющими поиск технических решений для вывода из эксплуатации, являются:

- существенная топологическая и конфигурационная сложность объектов атомной энергетики, не позволяющая эффективно описать их структуру стандартными способами;
- значительный объем «бумажной» документации и утрата ряда сведений об особенностях сооружения и режимах эксплуатации объектов;
- отсутствие адекватных математических моделей, позволяющих получить актуальные оценки обязательств по выводу из эксплуатации;
- многообразие методов и технологий переработки, дезактивации, транспортировки и захоронения радиоактивных отходов при отсутствии устоявшихся практик по их применению [1].

По поводу последнего пункта необходимо отметить, что сейчас существуют несколько вариантов вывода:

Немедленный демонтаж. После остановки ОИАЭ выдерживают под наблюдением 5-10 лет для обеспечения распада основных короткоживущих загрязняющих радионуклидов в конструкциях, оборудовании и других элементах (DECON).

Отложенный демонтаж. За остановленным ОИАЭ наблюдают  $>50-60$  лет, ожидая распада наиболее характерных загрязняющих радионуклидов –  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{137}\text{Cs}$  и др. Это существенно снижает радиационный фактор при последующем выводе из эксплуатации (SAFESTORE).

Захоронение на месте без демонтажа. Радиоактивные конструкции герметизируются, чтобы исключить возможность выхода радионуклидов во внешнюю среду (ENTOMB) [2].

И при каждом варианте есть национальные требования к процессу подготовки ВЭ, удовлетворить которые также в современных условиях оказывается непросто. Во-первых, необходимо разработать локальную концепцию и программу вывода. Это означает, что нужно проработать различные варианты ВЭ и выбрать оптимальный вариант с точки зрения экономической эффективности, радиационной и промышленной безопасности. Далее дать укрупненную оценку стоимости вывода из эксплуатации, программу и мастер-план ВЭ с детализацией до уровня целей. Во-вторых, чтобы проанализировать актуальную информацию об инженерном и радиационном состоянии объекта требуется провести комплексное инженерное и радиационное обследование (КИРО). В-третьих, с учетом выбранного варианта ВЭ и полученных данных КИРО необходимо разработать основные проектно-технологические решения и дать точную проектную оценку стоимости работ по выводу из эксплуатации и сводный сметный расчет. И, наконец, важно разработать рабочую документацию по выводу из эксплуатации с детализацией проектно-технологических решений и разработкой локальных смет на выполнение отдельных видов работ.

Таким образом, на основе данных об объекте, отраженных в проектной и эксплуатационной документации, производится укрупненная оценка стоимости



вывода из эксплуатации [3]. А на основе результатов комплексного инженерного и радиационного обследования осуществляется оценка реальной стоимости выполнения практических работ по ВЭ, формируемая в проекте вывода из эксплуатации. И поскольку методы достоверного совмещения данных радиационной обстановки на объекте с его инженерно-топологической конфигурацией отсутствуют, то укрупненная и реальная оценка стоимости выполнения работ по выводу зависят от экспертных мнений специалистов, производящих анализ результатов обследования, в связи с чем их значения сильно разнятся. Помимо прочего, эти же специалисты, не владеют инструментами реальной оценки влияния радиационного загрязнения, поэтому склоны преувеличивать влияние радиационного фактора и объемы образования РАО при выводе из эксплуатации в целях формального соблюдения требований безопасности.

Решить проблему неопределенности и субъективного подхода в оценках значимости радиационного фактора при ВЭ и прочее может комплексная исполнительная инженерно-радиационная модель остановленного для вывода из эксплуатации ОИАЭ, созданная на базе современных технологий цифрового моделирования, виртуальной реальности и имитационного моделирования в реальном времени. Тем более, что современные информационно-компьютерные технологии уже позволяют создавать высокоточные трехмерные модели техногенных объектов с помощью лазерного и гамма-сканирования – способов получения конфигурационной и радиационной информации о состоянии объекта.

Задачу отработки оптимальных проектно-технологических решений для получения детального проекта ВЭ может решить созданный на основе такой модели программно-аппаратный комплекс. Также с его помощью станет возможным обучение демонтируемого персонала и верификация разрабатываемых решений.

На пути создания инженерно-радиационной модели стоят две научные задачи:

Получить достоверную картину распределения источников радиационного загрязнения на объекте, построив модель пространственно-распределенного радиационного источника на основе высокоточной трехмерной модели объекта и частичных данных радиационного обследования ( $\alpha, \beta, \gamma$  – составляющие радиационного загрязнения). Сложность задачи в том, что необходимо построить в 3D распределение радиоактивного загрязнения по поверхности и объему типовых элементов оборудования, учитывая при этом особенности инженерных систем и строительных конструкций.

Разработать методы динамического пересчета радиационных полей и пространственно-распределенного источника на основе полученной модели в реальном времени при изменении топологии объекта, при имитации его поэтапного демонтажа.

Сейчас при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ эти задачи решает ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (г. Томск) и ИБРАЭ РАН (Москва) в ходе выполнения комплексного проекта по созданию высокотехнологичного производства по теме «Создание программно-аппаратного комплекса проектирования, оптимизации и управления выводом из эксплуатации российских и зарубежных объектов использования атомной энергии».

Результаты проекта совместно с применением цифрового и имитационного моделирования, технологий виртуальной реальности позволят:

- подсчитывать и оптимизировать дозовые нагрузки на персонал прямо в ходе обучения;
- точно рассчитывать объемы образования радиоактивных отходов;
- устранить ограничения и недостоверность проектов по выводу из эксплуатации ОИАЭ, разрабатываемых устаревшими методами.

В свою очередь АО «НЕОЛАНТ» в результате реализации данного проекта создаст высокотехнологичное производство, поставит и внедрит программно-аппаратный комплекс Digital Decommissioning (ПАК DD) и организует обучение специалистов организаций-участников рынка вывода из эксплуатации.

Программно-аппаратный комплекс состоит из четырех модулей.

Планирование и проведение комплексного инженерного и радиационного обследования. Модуль позволит планировать проведение радиационного обследования ОИАЭ, идентифицировать потенциальные источники ионизирующих излучений, вносить их для отображения на исполнительной трехмерной модели объекта.

Концепция вывода из эксплуатации.

Здесь автоматизируется комплекс задач для разработки концепции ВЭ ОИАЭ: предоставление натуральных характеристик объекта для оценки стоимости по различным вариантам ВЭ (включая затраты на вывод), обращение с РАО, образовавшимися после вывода из эксплуатации, мероприятия по реабилитации загрязненных территорий.

Проектирование вывода из эксплуатации. Фактически это первая на рынке система автоматизированного проектирования для задач именно вывода из эксплуатации, которая учитывает фактор радиационного загрязнения.

Подготовка персонала. Модуль для подготовки демонтируемого персонала к выполнению работ с помощью средств виртуальной реальности. Обучение проводится на основе проектно-технологических цепочек ВЭ ОИАЭ, разработанных в модуле «Проектирование вывода из эксплуатации».

Таким образом, ПАК DD совмещает процедуры обучения персонала и разработки проекта ВЭ за счет использования имитационного моделирования, основанного на модели пространственно-распределенного радиационного источника, а также методах динамического пересчета радиационных полей и самого пространственно-распределенного источника в процессе изменения его конфигурации. К тому же обеспечивает высокую точность технико-экономических параметров проекта вывода за счет решения задачи построения пространственно-распределенного радиационного источника на основе исполнительной трехмерной модели ОИАЭ и данных радиационного обследования. И повышает безопасность выполнения работ по ВЭ за счет современных информационно-компьютерных методов предварительной подготовки персонала, методов планирования и контроля выполнения практических работ, включая непрерывный контроль отклонений от принятых проектных решений.

Отдельного внимания заслуживает факт, что проект по созданию высокотехнологического производства ПАК DD полностью соответствует приоритетам

научно-технологического развития РФ, определенных в подпунктах «а» и «б» пункта 20 «Стратегии научно-технологического развития РФ» (утверждена Указом Президента РФ от 1 декабря 2016 г. № 642). Во-первых, этот проект решает задачу перехода к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике: упорядочивает процессы наименее проработанного, но наиболее критичного этапа жизненного цикла ОИАЭ – вывода из эксплуатации. Во-вторых, обеспечивает переход к цифровым, интеллектуальным технологиям, роботизированным системам, новым материалам и способам конструирования, созданию систем обработки больших объемов данных, машинного обучения и искусственного интеллекта. Здесь применяются и технологии построения и управления в реальном времени высокоточных трехмерных информационных моделей, а также мульти-размерных динамических имитационных моделей; и технологии построения проектов демонтажа опасных промышленных объектов в процессе обучения персонала; и полномасштабного безлюдного контроля и управления выполнением работ. Всё это имеет самостоятельную ценность, может иметь правовую охрану на зарубежных рынках и лицензироваться для использования в других отраслях промышленности.

Помимо этого, ПАК Digital Decommissioning способствует повышению уровня экологической безопасности при проведении работ по ВЭ, в том числе обеспечит безопасное обращение с РАО, что повысит в целом привлекательность атомной энергетики как одного из наиболее безопасных, экологически чистых и компактных способов генерации энергии.

Для российских инжиниринговых компаний наличие ПАК DD обеспечит существенное конкурентное преимущество перед зарубежными компаниями, поскольку аналогов за рубежом не имеет. А для страны в целом станет залогом стабильного позиционирова-

ния России на мировом ядерном рынке как надежного поставщика технологий сооружения и эксплуатации атомных станций.

В настоящее время АО «НЕОЛАНТ» совместно с компаниями Nukem Technologies GmbH и EWN GmbH (Германия) выполняет разработку проектной документации по выводу из эксплуатации 1...4 энергоблоков АЭС «Козлодуй» (Республика Болгария). Параллельно предполагается создание исполнительной трехмерной модели этих блоков, что позволит не только апробировать ПАК Digital Decommissioning, но и сравнить результаты его применения с результатами стандартного проектирования. Сопоставить не только скорость проектирования, но и точность по отношению к реальному процессу вывода из эксплуатации.

Подобный анализ даст необходимые референции для организации продаж и внедрения ПАК Digital Decommissioning как на российском, так и на европейском рынках, поскольку блоки АЭС «Козлодуй» являются типовыми по конфигурации для АЭС других европейских стран (Чехия, Словакия, Венгрия, Финляндия).

#### Список литературы

1. Итоги деятельности государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» за 2015 г. <http://www.rosatom.ru> (дата обращения 6.12.2017).
2. Былкин Б.К., Енговатов И.А. Вывод из эксплуатации реакторных установок. М.: МГСУ, 2014. 228 с.
3. Былкин Б.К., Перегуда В.И., Шапошников В.А., Тихоновский В.Л. Состав и структура имитационных моделей для оценки затрат на вывод из эксплуатации блоков АЭС // Атомная энергия. 2011. т.110. вып.2. С. 66-70.
4. Былкин Б.К., Тихоновский В.Л. Место и роль информационных технологий при выводе из эксплуатации энергоблоков АЭС // Известия вузов. Ядерная энергетика. 2011. №4. С. 113-120.

# ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ В СУХОМ ХРАНИЛИЩЕ ХОТ-2 ФГУП «ГХК» ОЯТ РЕАКТОРОВ РБМК-1000 С ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ВЫДЕРЖКОЙ МЕНЕЕ 10 ЛЕТ

Сеелев И.Н., Корнеев М.И., Лукашевич А.А.  
Федеральная ядерная организация Федеральное государственное унитарное предприятие «Горно-химический комбинат»

(ФЯО ФГУП «ГХК»), 662972, г. Железногорск

В статье представлена информация об обосновании безопасности транспортирования в ТУК-109, ТУК-109Т и размещения на сухое хранение ОЯТ реакторов типа РБМК-1000 в ХОТ-2 ФГУП «ГХК» с предварительной выдержкой в пристанционных хранилищах АЭС менее 10 лет.

Ключевые слова: отработавшее ядерное топливо, РБМК-1000, ТУК-109, ТУК-109Т, твэл, транспортирование, хранение, тепловыделение.

## Введение

Отработавшее ядерное топливо реакторов типа РБМК-1000 поступает на хранение с АЭС на ФГУП «ГХК» в индивидуальных ампулах с пучками твэл ТВС. Для транспортирования ОЯТ предназначены транспортные упаковочные комплекты типа ТУК-109 и ТУК-109Т. Для доставки ТУК-109 используются транспортеры типа ТМ2-3, ТУК-109Т – транспортеры типа ТК-У.

Хранение ОЯТ РБМК-1000 осуществляется в герметичных пеналах хранения, заполненных азотно-гелиевой смесью. Пеналы размещаются в герметичные гнезда в два яруса по высоте в каждом гнезде, заполненных азотом.

Значения проектных пределов безопасного хранения ОЯТ в ХОТ-2 представлены в таблице 1.

Таблица 1. Проектные пределы безопасного хранения ОЯТ

Параметр	Значение
Начальное обогащение по U-235, мас. %	не более 3,2
Время предварительной выдержки ОЯТ в пристанционных хранилищах, лет	не менее 10
Остаточное тепловыделение на один ПТ, кВт	не более 0,054
Максимальное тепловыделение на гнездо хранения, кВт	не более 3,4

С целью создания системы обращения с ОЯТ реакторов типа РБМК-1000, обеспечивающей оптимизацию порядка и сроков перемещения отработавшего топлива на хранение и достижение суммарного экономического эффекта от снижения затрат на хранение ОЯТ и сокращения периода эксплуатации энергоблоков в режиме останова перед выводом из эксплуатации выполнена оценка, подтверждающая безопасность транспортирования и загрузки ХОТ-2 ОЯТ с предварительной выдержкой менее 10 лет после выгрузки из реактора.

Выполненные оценки показывают, что в результате ускоренного вывоза ОЯТ срок эксплуатации ХОЯТ на

площадках АЭС сокращается на 15 лет, при этом ожидаемый суммарный экономический эффект составляет более 8 млрд. руб.

Сравнительные графики проектного вывоза ОЯТ и ускоренного представлены на рисунке 1.

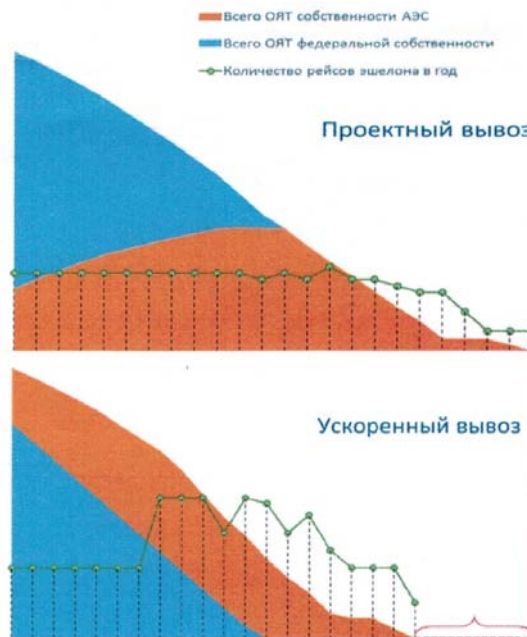


Рис. 1. Графики проектного и ускоренного вывоза ОЯТ

## Оценка возможности загрузки камеры сухого хранилища ОЯТ РБМК-1000

Так как в ХОТ-2 планируется принимать ОЯТ с выдержкой 5 лет, для которого тепловыделение ПТ может составлять до 92,6 Вт (5,75 кВт на гнездо), то при этом необходимо рассмотреть варианты неравномерной загрузки камеры, при которых часть гнезд будет иметь проектное тепловыделение, а часть – повышенное. Для этого гнезда камеры были распределены по 4 зонам в зависимости от условий теплообмена, как показано на рисунке 2.

Зона 1 включает гнезда, расположенные вдоль длинной стороны камеры. Повышенное тепловыделение гнезд этой зоны может вызвать повышение температуры бетонных стен выше допустимого значения 90°.

Зона 2 включает примерно половину оставшихся гнезд центральной части, выбранных в шахматном порядке. Эта зона содержит наибольшее число гнезд из всех. Тепловыделение гнезд в этой зоне может иметь проектное значение 3,4 кВт.

Зона 3 включает примерно половину оставшихся гнезд, выбранных в порядке, близком к шахматному. Эта зона содержит около четверти гнезд центральной части. Гнезда в ней могут иметь тепловыделение не сколько выше проектного значения.

Зона 4 включает оставшиеся гнезда. Эта зона также содержит около четверти гнезд центральной части. Гнезда в ней также могут иметь тепловыделение выше проектного значения.

Для определения максимально допустимого тепловыделения гнезд хранения была проведена серия расчетов теплового режима камеры для четырех вариантов неравномерной загрузки гнезд. При варианте 1 рассматривалась проектная загрузка с остаточным тепловыде-

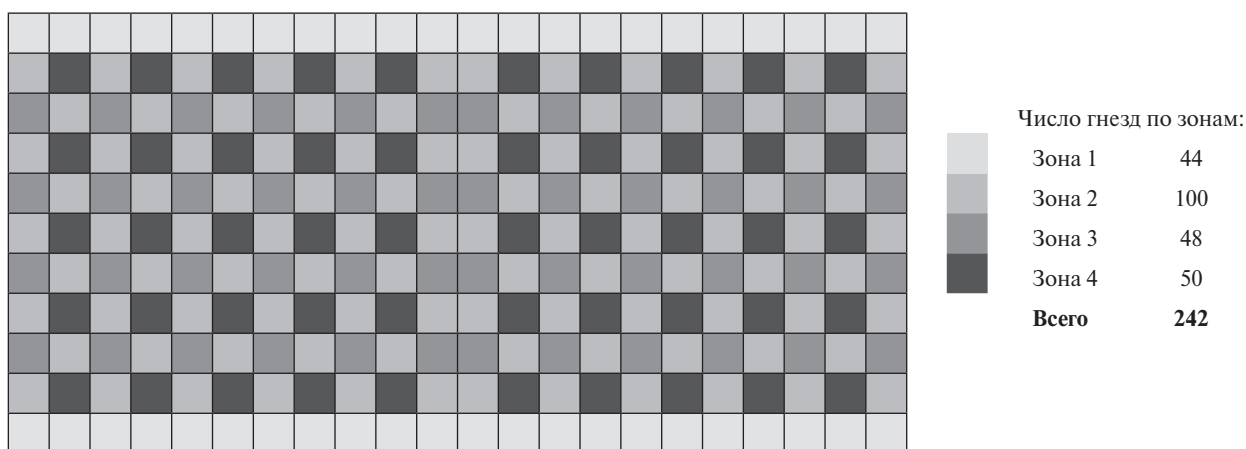


Рис. 2. Распределение гнезд камеры 22×11 по зонам

лением в каждом гнезде не более 3,4 кВт. Во втором варианте в первой и второй зоне тепловыделение не превышает 3,4 кВт/гнездо, третья зона – 5,75 кВт/гнездо, четвертая зона остается незаполненной. В третьем варианте в первой и второй зоне тепловыделение составляет не более 3,4 кВт/гнездо, в третьей зоне – 4,4 кВт/гнездо, в четвертой – 5,75 кВт/гнездо. При четвертом варианте загрузки тепловыделение по зонам составляет: первая – 2,8 кВт/гнездо, вторая – 3,4 кВт/гнездо, третья – 4,4 кВт/гнездо, четвертая – 5,75 кВт.

Основные результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Исходя из результатов, представленных в таблице 2, наиболее оптимальным вариантом заполнения камеры является вариант 4, при этом возможна следующая комбинированная загрузка камеры:

- 2,8 кВт в 44 гнездах зоны 1 (выдержка более 10 лет);
- 3,4 кВт в 100 гнездах зоны 2 (выдержка 10 лет либо комбинированное размещение);
- 4,4 кВт в 48 гнездах зоны 3 (выдержка от 5 до 10 лет);
- 5,75 кВт в 50 гнездах зоны 4 в центральной части камеры (выдержка 5 лет).

Таблица 2. Основные результаты расчета

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Температура внешнего воздуха, °С	18,7 / 38	18,7 / 38	18,7 / 38	38
Массовый расход воздуха $Q_m$ , кг/с	28,4 / 26,4	27,5 / 25,8	29,9 / 27,8	27,7
Температура на выходе $T_{вых}$ , °С	46,3 / 67,6	45,1 / 66,0	50,4 / 71,5	71,1
$T_{макс}$ бетона стена, °С	63,9 / 87,2	63,2 / 85,7	69,8 / 92,2	90
$T_{макс}$ бетона потолок, °С	54,7 / 72,8	61,8 / 79,9	68,2 / 86,6	86,1
$T_{макс}$ поверхности гнезда, °С	86,5 / 108,7	94,2 / 115,5	99,1 / 120,7	120,0
$T_{макс}$ оболочки твэла, °С	242,9 / 253,8	275,9 / 285,3	278,0 / 287,7	287,3

### Оценка обеспечения безопасности транспортирования ОЯТ РБМК-1000 в ТУК-109 со временем выдержки менее 10 лет

Для обоснования безопасности транспортирования ОЯТ РБМК-1000 со временем выдержки менее 10 лет выполнен тепловой анализ контейнера ТУК-109 при загрузке полости контейнера чехлом с размещенными в нем 144 ПТ ОТВС РБМК-1000 10-летней выдержки с остаточным тепловыделением 54 Вт/ПТ и при комбинированной загрузке чехла 132 ПТ 15 летней выдержки с остаточным тепловыделением 49 Вт/ПТ и 12 ПТ ОТВС 5 летней выдержки с остаточным тепловыделением 82 Вт/ПТ.

Стационарное распределение температур при размещении контейнера ТУК-109 загруженного 144 ПТ ОТВС реактора РБМК-1000 с остаточным тепловыделением 54 Вт/ПТ и выдержкой 10 лет (штатная загрузка) в горизонтальном транспортном положении в вагоне представлено на рисунке 3.

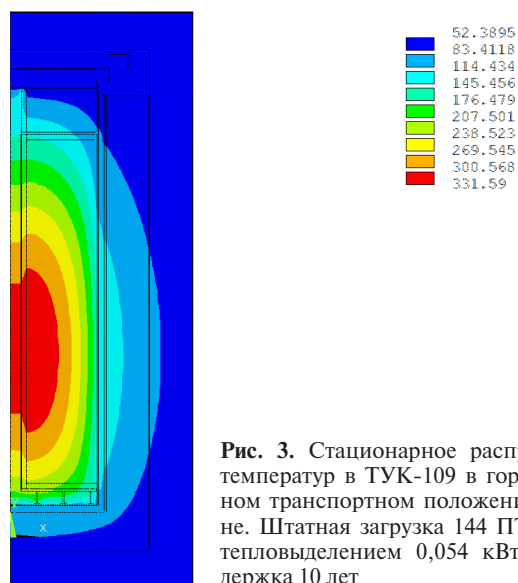


Рис. 3. Стационарное распределение температур в ТУК-109 в горизонтальном транспортном положении в вагоне. Штатная загрузка 144 ПТ ОТВС с тепловыделением 0,054 кВт/ПТ, выдержка 10 лет

Максимальная температура оболочки наиболее разогретого твэла в этих условиях достигает 332 °С, что не превышает допустимой для нормальных условий температуры 350 °С.

Максимальная температура на наружной поверхности ЗДК составляет 68 °С, что не превышает допускаемого значения 85 °С.

Температуры герметизирующих прокладок на крышках контейнера стационарных условиях не превышают 70 °С.

Для оценки теплового состояния ТУК с комбинированной загрузкой 132 ПТ ОТВС 15-летней выдержки с остаточным тепловыделением 49 Вт/ПТ и 12 ПТ ОТВС 5-летней выдержки с остаточным тепловыделением 82 Вт/ПТ рассмотрено стационарное распределение температур в наиболее разогретом поперечном сечении упаковки.

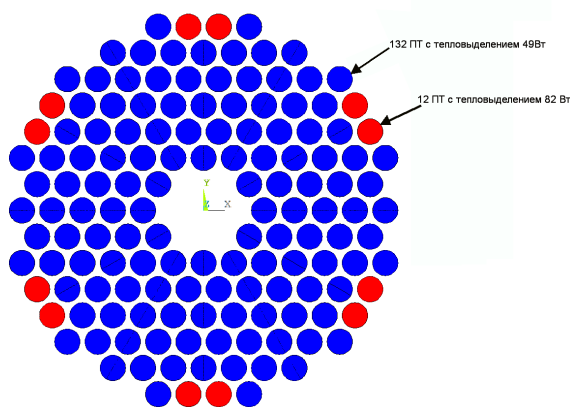


Рис. 4. Схема комбинированной загрузки ТУК-109

### Оценка обеспечения безопасности транспортирования ОЯТ РБМК-1000 в ТУК-109Т со временем выдержки менее 10 лет

Для определения максимальной тепловой загрузки контейнера ТУК-109Т с чехлом УКХ-109.С602 рассмотрено несколько типов твэл с начальным обогащением 2,6–2,8 мас.% с мощностью тепловыделения 54 Вт, 66 Вт и 92,6 Вт.

Для численного исследования теплового состояния разработаны конечно-объёмная двумерная модель поперечного сечения контейнера и трёхмерная модель.

Результаты двумерных расчётов, представленных в таблице 3, являются консервативными, т.к. задаётся

Таблица 3. Сводная таблица результатов двухмерных расчетов

№ п/п	Тепловыделение в одном ПТ, Вт	Суммарное тепло-выделение, кВт	Макс. температура оболочки твэла, °С	Макс. температура внешней поверхности контейнера, °С
1.	144 ПТ 54 Вт	7,78	330	72
2.	144 ПТ 66 Вт	9,50	365,3	78
3.	18 ПТ 66 Вт + 126 ПТ 54 Вт	7,99	332	73
4.	18 ПТ 92,6 Вт + 126 ПТ 54 Вт	8,47	335	75
5.	18 ПТ 92,6 Вт + 126 ПТ 66 Вт	9,98	369	80
6.	42 ПТ 92,6 Вт + 102 ПТ 54 Вт	9,40	343	78
7.	42 ПТ 92,6 Вт + 102 ПТ 66 Вт	10,62	374	82
8.	114 ПТ 92,6 Вт	10,56	334	82
9.	132 ПТ 92,6 Вт	12,22	387	87

Схема комбинированной загрузки ПТ показана на рис. 4.

На рис. 5 представлены стационарные распределения температур в поперечном сечении ТУК при комбинированной загрузке.

Максимальная температура оболочки наиболее разогретого твэла, полученная в плоской постановке для комбинированной загрузки составляет 328 °С.

Как видно из приведенных результатов, при штатной загрузке контейнера уровень установившихся температур выше, чем при комбинированной загрузке, поэтому можно сделать вывод, что комбинированная загрузка ТУК-109 ПТ различной выдержки (12 ПТ 5-летней выдержки и 132 ПТ 15-летней выдержки) так же удовлетворяет требованиям предъявляемым НП-053-16 к температурным режимам ТУК.

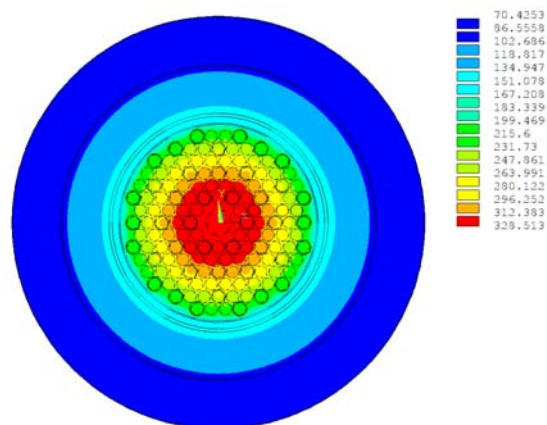


Рис. 5. Распределения температур в поперечном сечении ТУК-109 при комбинированной загрузке.

максимальный коэффициент неравномерности тепловыделения при отсутствии отвода тепла через крышку и днище контейнера, и приводятся для качественного сравнения вариантов загрузки.

Анализ данных таблицы 3 показывает, что даже в такой консервативной постановке все представленные варианты загрузки удовлетворяют требованиям НП-053-16 в части не превышения температуры наружной легкодоступной поверхности значения 85 °С, кроме варианта частичной загрузки ПТ мощностью 92,6 Вт (вариант № 9).

На рис. 6, 7 и 8 показаны результаты двумерных расчётов наиболее перспективных вариантов загрузки контейнера.

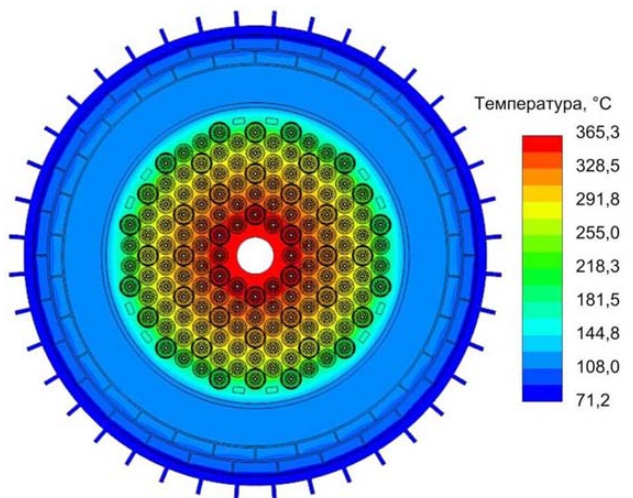


Рис. 6. Загрузка 144 ПТ по 66 Вт

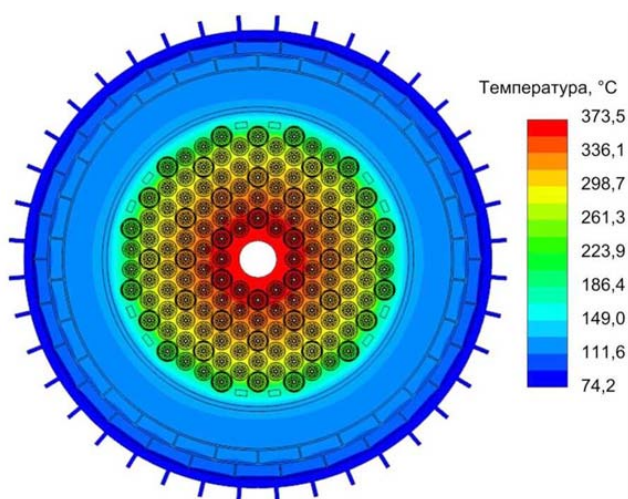


Рис. 7. Загрузка 102 ПТ по 66 Вт + 42 ПТ по 92,6 Вт

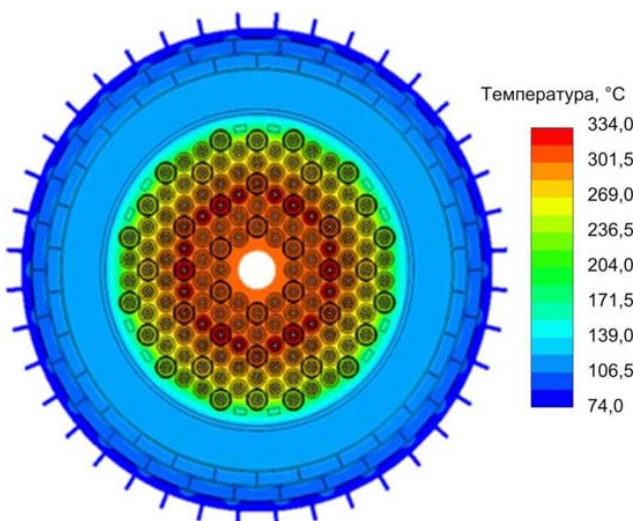


Рис. 8. Загрузка 144 ПТ по 92,6 Вт

В трёхмерной постановке проведены расчёты для следующих вариантов загрузки:

- 144 ПТ по 66 Вт;
- 102 ПТ по 66 Вт и 42 ПТ по 92,6 Вт.

Качественно распределения температур для всех рассмотренных вариантов совпадают, поэтому поля рас-

пределения температур представлены для варианта загрузки ТУК чехлом с ПТ мощностью 66 Вт каждая.

Трёхмерные расчёты, учитывающие профиль выгорания по высоте топливного столба, дают значение максимума температур на ТВЭЛ:

- 306,7 °C при загрузке 144 ПТ по 66 Вт каждая (рисунки 9, 10);
- 314,8 °C при загрузке 102 ПТ по 66 Вт и 42 ПТ по 92,6 Вт.

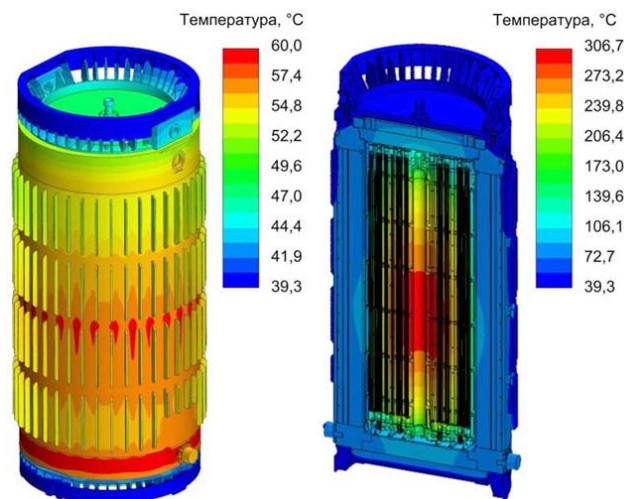


Рис. 9. Загрузка 144 ПТ по 66 Вт. Общий вид

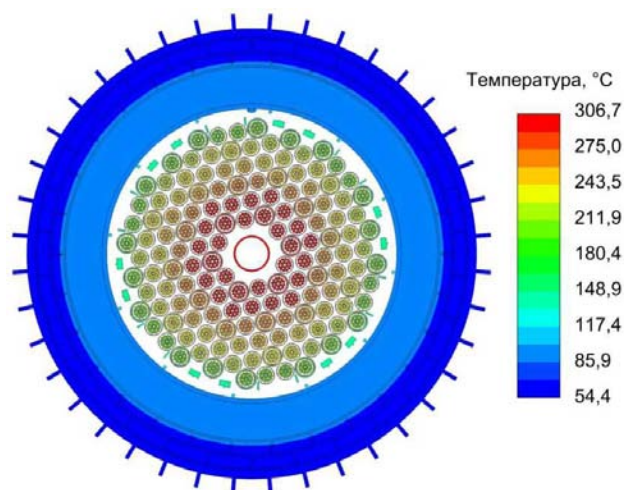


Рис. 10. Загрузка 144 ПТ по 66 Вт. Поперечное сечение – расположение максимума температур на ТВЭЛ

Таким образом, варианты загрузки 144 ПТ по 66 Вт и 42 ПТ по 92,6 Вт + 102 ПТ по 66 Вт обеспечивают выполнение требований НП-053-16 по уровню температур на наружной поверхности ТУК и требований к максимуму температуры на ТВЭЛ.

### Заклучение

По результатам проведенных оценок возможности транспортирования и хранения в сухом хранилище ХОТ-2 ОЯТ реакторов типа РБМК-1000 с предварительной выдержкой менее 10 лет получено следующее:

- в ХОТ-2 возможно принимать ПТ ОТВС РБМК-1000 с тепловыделением до 92,6 Вт, что соответствует выдержке 5 лет при начальном обогащении 2,8 мас. % 36 ГВт сут/ТУ;
- упаковка ТУК-109, содержащая 12 ПТ с остаточным тепловыделением 82 Вт/ПТ в комбинации с 132 ПТ

с остаточным тепловыделением 49 Вт/ПТ в ампулах из стали марки, удовлетворяет требованиям, предъявляемым к температурным режимам при перевозке отработавшего топлива в соответствии с НП-053-16;

- упаковка ТУК-109Т, при вариантах загрузки 144 ПТ по 66 Вт/ПТ или 42 ПТ по 92,6 Вт/ПТ и 102 ПТ по 66 Вт/ПТ, обеспечивает выполнение требований НП-053-16 по уровню температур на наружной поверхности ТУК и требований к максимуму температуры на поверхности твэл.

Таким образом, предварительная оценка тепловых режимов транспортирования и хранения ОЯТ реакторов РБМК-1000 со сроком выдержки менее 10 лет подтверждает возможность ускоренного вывоза топлива из пристанционных хранилищ.

## ИЗМЕРЕНИЯ ВЫГОРАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА НА КАЛИНИНСКОЙ АЭС И ФЯО ФГУП «ГХК» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВОК СЕРИИ МКС

*Николаев С.А., Чернов В.А., Волков В.С., Мастеров А.В., Исаев С.Г., Кузин Н.В.*  
АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск, РФ

*Лобков Ю.М., Бунин В.М.*  
АО «Концерн Росэнергоатом», г. Москва, РФ

*Сеелев И.Н., Невин С.Р.*  
ФЯО ФГУП «ГХК», г. Железнодорожск Красноярского края, РФ

*Альев Р.Р., Баженов К.А.*  
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция», г. Удомля, РФ

Для обоснования ядерной безопасности при обращении с отработавшим ядерным топливом на объектах использования атомной энергии используется, как правило, консервативный подход, при котором ядерное топливо считается свежим или мало выгоревшим, для которого эффективный коэффициент размножения нейтронов принимает максимальные значения. В соответствии с НП-061-05 разрешается использовать глубину выгорания в качестве параметра ядерной безопасности, если контроль ее осуществляется с помощью специальных установок.

Согласно ОСТ 95 745-2005 «Отработавшие тепловыделяющие сборки ядерных энергетических реакторов типа ВВЭР. Общие требования к поставке на заводы регенерации» транспортировка ОТВС ВВЭР-1000 с начальным обогащением ядерного топлива не более 4,4 % выполняется в 12-ти местных ТУК-13В и ТУК-13/1В. Для обеспечения максимальной загрузки ТУК-13В и ТУК-13/1В при начальном обогащении ядерного топлива более 4,4 % требуется измерять глубину выгорания.

Для измерения выгорания ядерного топлива отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) реакторов ВВЭР в промышленных условиях в России разработаны установки типа МКС ВВЭР. Установки МКС-01 ВВЭР внедрены на АЭС с реакторами ВВЭР-440 (Кольская и Нововоронежская АЭС), реакторами ВВЭР-1000 (Калининская АЭС) в условиях приреакторных БВ. На ФГУП «ГХК» внедрена установка МКС-03 ВВЭР с целью использования для измерения выгорания ядерного

топлива реакторов ВВЭР-1000 в условиях сухого хранилища. Установки МКС-01 ВВЭР и МКС-03 ВВЭР сертифицированы и зарегистрированы в Госреестре средств измерений, методики измерений аттестованы и внесены в Федеральный реестр методик измерений. **Краткое описание методики измерений выгорания и вычислений изотопного состава и остаточного тепловыделения ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000, описание установок МКС-01 ВВЭР и МКС-03 ВВЭР представлены в докладе Чернова В.А., Николаева С.А., Сомова И.Е. и др. «Определение глубины выгорания, изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавшего ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000 с помощью установок МКС 01 ВВЭР и МКС-03 ВВЭР» на конференции МНТК-2014.**

В 2013 г. на энергоблоке № 3 Калининской АЭС в рамках приемочных испытаний установки МКС-01 ВВЭР были выполнены измерения выгорания ядерного топлива 19-ти ОТВС ВВЭР-1000. В октябре 2017 г. в целях обеспечения вывоза ОТВС с начальным обогащением топлива более 4,4 % были выполнены измерения выгорания ядерного топлива 43 ОТВС ВВЭР-1000 на энергоблоке №1. В октябре 2017 г. на ФГУП «ГХК» были проведены приемочные испытания установки измерения выгорания МКС-03 ВВЭР.

В докладе представлены:

- результаты измерения выгорания ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000 в приреакторных БВ энергоблоков 1 и 3 Калининской АЭС;
- результаты измерения выгорания ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000 в хранилище ХОТ-1 на ФГУП «ГХК»;
- возможные варианты модернизации установок МКС-01 ВВЭР для условий бассейнов выдержки.

### Результаты измерения выгорания ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000 в приреакторных БВ энергоблоков 1 и 3 Калининской АЭС

В июне 2013 г. на Калининской АЭС были проведены приемочные испытания установки измерения выгорания МКС-01 ВВЭР. Испытания проводились в приреакторном бассейне выдержки ОЯТ энергоблока № 3. В ходе работ выполнены измерения выгорания ядерного топлива 19-ти ОТВС ВВЭР-1000 в диапазоне от 27,2 до 57,0 МВт сут/кг.

Основными характеристиками, которые были проверены при испытаниях установки МКС-01 ВВЭР, являлись:

- диапазон измерений выгорания;
- время измерения выгорания при градуировке и рабочих измерениях.

Условия и результаты измерений представлены в вышеназванном докладе на конференции МНТК-2014.

Время непосредственного измерения выгорания ядерного топлива ОТВС (без учета транспортировки к месту измерения) составило:

- для градуировочных измерений – 5 часов;
- для рабочих измерений ~ 5 мин.

Время транспортировки ОТВС из ячейки в БВ к месту измерений и обратно составило ~ 20-25 мин.

Анализ полученных результатов показывает, что разность между измеренными и расчетными значениями выгорания, усредненными по ОТВС, составила от -7,18 до +3,83%. Предел погрешности измерения выгорания с использованием установки МКС-01 ВВЭР составляет

10%. Расчетные значения всех 19 исследованных ОТВС лежат в доверительном интервале измеренных значений выгорания, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР. Не обнаружено зависимости относительной разности между учетными и измеренными значениями выгорания от величины выгорания, начального обогащения и времени выдержки после выгрузки из реактора. Диапазон выгорания ядерного топлива исследованных ОТВС соответствует заявленному диапазону выгорания ядерного топлива 5-70 МВт сут./кг для установки МКС-01 ВВЭР.

В октябре 2017 г. были выполнены измерения выгорания ядерного топлива 43 ОТВС ВВЭР-1000 на энергоблоке № 1 в диапазоне от 30 до 54 МВт сут./кг. Типичное распределение выгорания ядерного топлива по высоте ОТВС ВВЭР-1000 приведено на рисунке 1. Схема размещения оборудования представлена на рисунке 2.



Рис. 1. Типичное распределение выгорания ядерного топлива по высоте ОТВС ВВЭР-1000

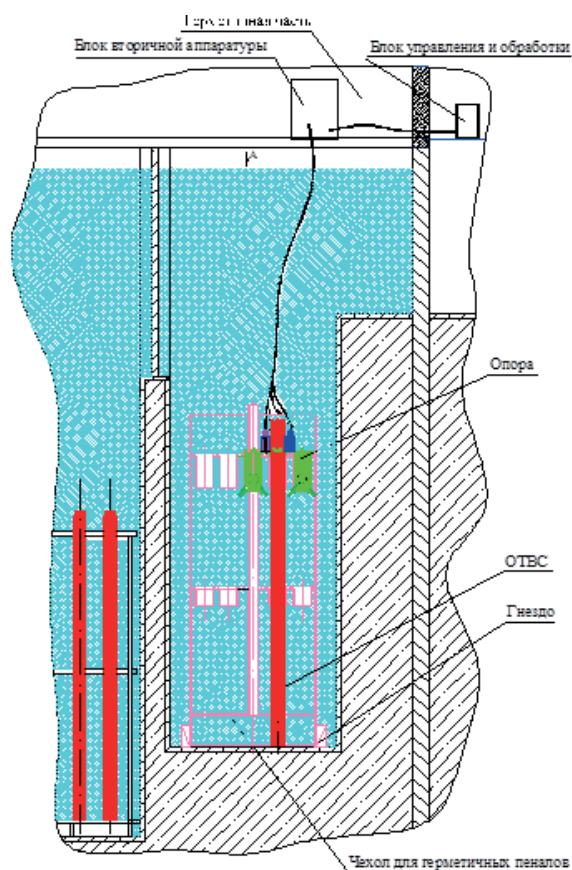


Рис. 2. Схема размещения оборудования при измерениях выгорания ядерного топлива на Калининской АЭС

Результаты измерений представлены в таблице 1.

Анализ результатов измерений ОТВС ВВЭР-1000 на энергоблоке № 1, представленных в таблице 1, показывает, что разность между измеренным и расчетным зна-

чением выгорания, усредненным по ОТВС, составила от минус 9.89% до +0.71%. Предел погрешности измерения выгорания с использованием установки МКС-01 ВВЭР составляет 10 %. Расчетные значения всех 43 исследованных ОТВС лежат в доверительном интервале измеренных значений выгорания, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР.

Таблица 1. Результаты измерений выгорания ядерного топлива 43 ОТВС ВВЭР-1000 энергоблока №1 в сравнении с учетными данными Калининской АЭС

№ ОТВС	Учетное значение выгорания, МВт·сут./кг	Измеренное значение выгорания, МВт·сут./кг	Разность между измеренным и учетным значением выгорания, %
1	55.93	52.78	-5.62
2	44.16	41.39	-6.25
3	55.1	49.65	-9.89
4	55	52.14	-5.20
5	32.87	32.72	-0.44
6	57.6	54.17	-5.96
7	52.59	49.52	-5.83
8	55.69	51.89	-6.83
9	52.8	49.01	-7.18
10	49.8	46.67	-6.28
11	29.84	30.06	0.74
12	42.29	41.16	-2.67
13	33.36	32.78	-1.75
14	33.6	32.97	-1.86
15	47.63	44.45	-6.68
16	42.44	41.36	-2.54
17	33.53	32.82	-2.10
18	33.46	32.77	-2.07
19	33.63	31.95	-5,00
20	55.35	51.67	-6.64
21	54.26	50.54	-6.86
22	54.37	50.1	-7.85
23	54.41	51.27	-5.77
24	48.46	46.56	-3.91
25	44.99	44.51	-1.06
26	45.12	43.06	-4.56
27	39.52	39.55	0.06
28	54.25	48.99	-9.69
29	55.04	51.17	-7.02
30	55	50.71	-7.80
31	46.73	44.23	-5.31
32	54.86	51.21	-6.66
33	55.11	50.89	-7.66
34	55	50.71	-7.80
35	52.46	49.35	-5.93
36	54.45	51.63	-5.19
37	53.31	50.41	-5.45
38	54.57	50.09	-8.20
39	54.47	49.94	-8.31
40	54.33	49.99	-7.98
41	54.53	50.14	-8.05
42	55.11	50.67	-8.05
43	55.23	51.92	-5.99



## Результаты измерения выгорания ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000 в хранилище ХОТ-1 на ФГУП «ГХК»

В октябре 2017 г. на ФГУП «ГХК» были проведены измерения глубины выгорания ядерного топлива 34-х ОТВС ВВЭР-1000 в диапазоне средних значений выгорания от 24,4 до 57,4 МВт сут/кг с применением установки измерения выгорания МКС-03 ВВЭР.

При проведении измерений установка измерения МКС-03 ВВЭР размещалась:

- блок детекторов (БД) с каналами регистрации нейтронного и гамма-излучения – в помещении наклонного подъемника здания 2 ИХЗ ФГУП «ГХК»;
- блок вторичной аппаратуры (БВА) и блок управления (БУ) - в операторском помещении;

- БДУ – в операторском помещении.

С помощью перегрузочной машины исследуемые ОТВС перемещались вдоль блока детекторов.

Блок-схема расположения оборудования установки представлена на рисунке 3.

Типичный спектр гамма-излучения, содержащий пики изотопов цезия, приведен на рисунке 4.

Время непосредственного измерения выгорания ядерного топлива ОТВС (без учета транспортировки к месту измерения) составило:

- для градуировочных измерений – 8 часов;
- для рабочих измерений ~ 5 мин.

Время транспортировки ОТВС из ячейки в чехле 02Х из БВ к месту измерений и обратно составило ~25 мин.

Результаты измерений выгорания ядерного топлива представлены в таблице 4.

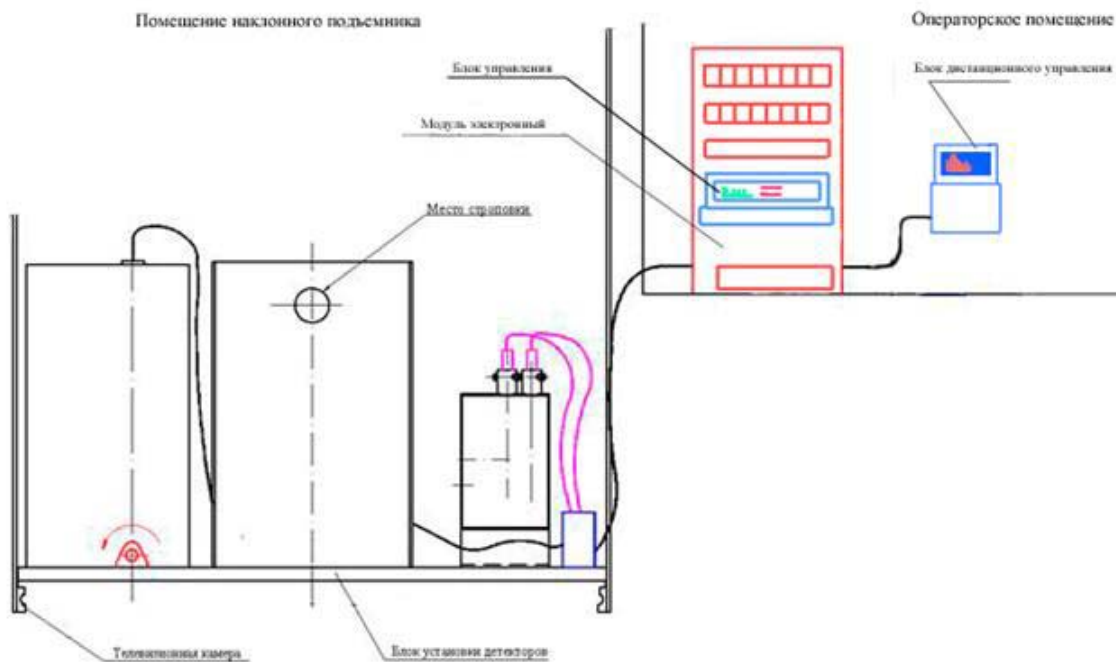


Рис. 3. Блок-схема расположения оборудования установки

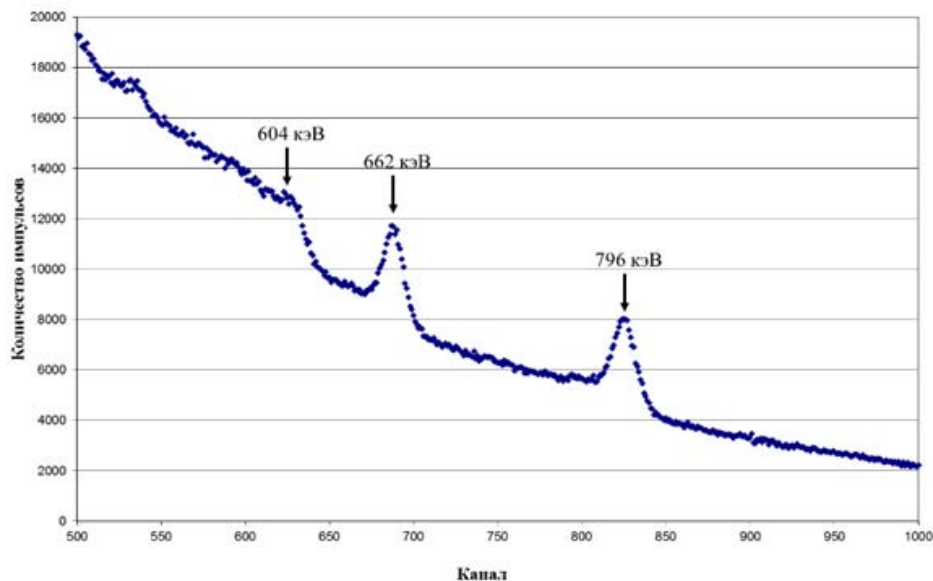


Рис. 4. Фрагмент спектра гамма-излучения ядерного топлива градуировочной ОТВС, измеренного на высоте 1700 мм от верхней границы топлива с использованием БДС №1. Время измерения спектра – 3800 с.

**Таблица 4.** Результаты измерений выгорания ядерного топлива 34 ОТВС ВВЭР-1000 в сравнении с учетными данными ФГУП «ГХК»

№	Учетное значение выгорания, МВт·сут./кг	Измеренное значение выгорания, МВт·сут./кг	Разность между измеренным и учетным значением выгорания, деленная на измеренное значение выгорания, %
	47,6	46,9	-1,5
	41,2	40,5	-1,7
	41,2	40,5	-1,7
	41,2	40,5	-1,7
	41,5	40,2	-3,2
	42,1	41,7	-1,0
	42,5	41,2	-3,2
	42,5	41,1	-3,4
	43,1	41,8	-3,1
	40,3	39,9	-1,0
	40,3	40,0	-0,7
	43,1	41,8	-3,1
	43,1	41,7	-3,4
	41,9	41,3	-1,5
	42,1	41,7	-1,0
	41,5	40,3	-3,0
	41,5	40,4	-2,7
	57,4	55,3	-3,8
	29,7	31,8	6,6
	24,2	26,8	9,7
	29,7	31,9	6,9
	29,7	31,9	6,9
	24,4	26,4	7,6
	29,4	31,2	5,8
	29,4	31,3	6,1
	24,2	26,7	9,4
	35,9	38,9	7,7
	31,0	33,3	6,9
	35,9	38,5	6,8
	35,6	38,3	7,0
	36,7	38,9	5,7
	31,1	33,4	6,9
	35,7	38,6	7,5
	35,7	38,7	7,8

Анализ результатов измерений выгорания ядерного топлива ОТВС ВВЭР-1000, представленных в таблице 4, показывает, что разность между измеренными и расчетными значениями выгорания, усредненными по ОТВС, составила от -3,8 до +9,7 %. Расчетные значения выгорания всех 34 исследованных ОТВС лежат в доверительном интервале измеренных значений выгорания, полученных с помощью установки МКС-03 ВВЭР ( $\pm 10$  %).

## Возможные варианты модернизации установок МКС-01 ВВЭР для условий бассейнов выдержки

Существующая конструкция установки МКС-01 ВВЭР и методика измерений позволяют проводить измерения выгорания ядерного топлива ОТВС реакторов ВВЭР-1000 только во время ППР. В связи с тем, что для проведения измерений выгорания блок детекторов установки МКС-01 ВВЭР размещается на чехле для гермопеналов (рисунок 5), необходимо производить специальные операции с ОТВС – извлечение из стеллажа бассейна выдержки, перемещение к месту измерений, измерения, перемещение и постановка в стеллаж бассейна выдержки. Продолжительность цикла измерений для одной ОТВС составляет 20-30 минут, при этом длительность непосредственно измерений составляет 3-5 минут.

**С целью оптимизации процедуры измерений выгорания ядерного топлива ОТВС реакторов ВВЭР, актуальным является модернизация установок МКС-01 ВВЭР и методики измерений для обеспечения возможности измерений при выгрузке ОТВС из реактора в ходе ППР. Предлагаются следующие варианты модернизации.**

1. Первый вариант. Блок детекторов установки МКС ВВЭР размещают на специальной конструкции, закрепленной на стене БВ (рисунок 6). Измерения производят сразу после извлечения ОТВС из реактора, при измерениях ОТВС фиксируется относительно блока детекторов, измерения производятся сразу с использованием всех детекторов, время непосредственно измерений для одной ОТВС составляет 30 секунд.

2. Второй вариант. Блок детекторов установки МКС ВВЭР размещают на специальной конструкции, закрепленной на стене БВ (рисунок 7). Измерения производят сразу после извлечения ОТВС из реактора, при измерениях ОТВС поднимают вдоль конструкции с детекторами (сканируют), время непосредственно измерений для одной ОТВС составляет 3-5 минут.

Рассматривался также вариант, при котором блок детекторов модернизированной установки МКС ВВЭР размещают на штанге перегрузочной машины, но он довольно сложен в реализации.

Достоинством первого варианта модернизации перед вторым вариантом является более быстрая процедура измерений за счет одновременной работы всех детекторов и отсутствия необходимости перемещений ОТВС вверх-вниз относительно блоков детекторов. Этот принцип измерений уже реализован в установках измерения выгорания ядерного топлива ОТВС РБМК МКС-03 РБМК. Недостатком первого варианта модернизации перед вторым вариантом является необходимость выполнять государственные испытания в целях утверждения типа средства измерений модернизированной установки и проводить разработку и аттестацию методики измерений. При реализации любого из двух вариантов модернизации блок детекторов может быть установлен на стене каждого бассейна выдержки, а электронный модуль – общий для всех блоков детекторов – транспортироваться между энергоблоками. Это сократит временные затраты на перемещение установки МКС ВВЭР между энергоблоками.

В целом модернизация установки МКС-01 ВВЭР и методики измерений позволит:

- исключить необходимость выполнения в ходе ППР специальных ядерно-опасных операций по перемеще-

нию ОТВС из стеллажа хранения к месту измерений и обратно длительностью 20-30 минут на одну ОТВС;

- получать информацию о выгорании ядерного топлива ОТВС одновременно с извлечением ОТВС из реактора, что дает возможность сразу использовать измеренное выгорание в качестве параметра ядерной безопасности и осуществлять размещение ОТВС в соответствии с измеренным выгоранием.

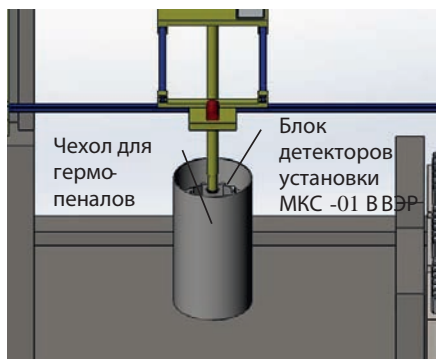


Рис. 5. Существующая схема измерений выгорания ядерного топлива ОТВС ВВЭР-1000

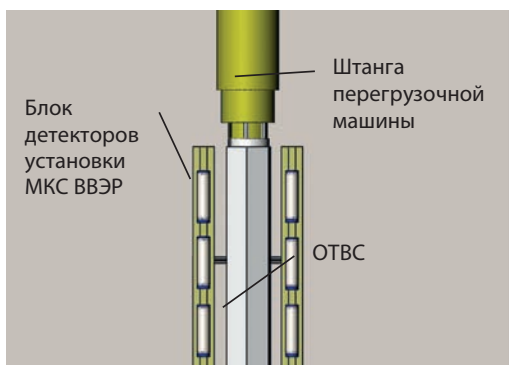


Рис. 6. Модернизированная схема измерений на специальной конструкции на стене БВ (первый вариант)



Рис. 7. Модернизированная схема измерений на специальной конструкции на стене БВ в режиме сканирования (второй вариант)

### Заключение

Результаты проведения измерений глубины выгорания ядерного топлива ОТВС установкой МКС-01 ВВЭР в приреакторных бассейнах выдержки ОЯТ энергоблока № 3 и энергоблока № 1 Калининской АЭС и установкой МКС-03 ВВЭР в условиях сухого храни-

лища ХОТ-2 признаны положительными. Установки МКС-01 ВВЭР и МКС-03 ВВЭР соответствуют описанию типа, параметрам измерений, точности (допустимой погрешности), методикам измерений, аттестованным ФГУП ВНИИФТРИ.

Расчетные значения выгорания всех исследованных ОТВС лежат в доверительном интервале измеренных значений выгорания, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР и МКС-03 ВВЭР, т.е. расчетные значения выгорания ядерного топлива подтверждены измерениями.

Предложены варианты модернизации установки МКС-01 ВВЭР для оптимизации процедуры измерений выгорания ядерного топлива. Модернизация установки МКС-01 ВВЭР и методики измерений позволит производить измерения одновременно со штатной перегрузкой ОТВС в ходе ППР, использовать измеренное выгорание в качестве параметра ядерной безопасности и осуществлять размещение ОТВС в соответствии с измеренным выгоранием.

## ИЗМЕРЕНИЯ ПОДКРИТИЧНОСТИ В БАССЕЙНЕ ХРАНИЛИЩА ОЯТ ВВЭР-1000 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ СКП-ХОТ

*Николаев С.А., Чернов В.А., Мастеров А.В., Волков В.С., Ибрагимов Р.Л., Исаев С.Г., Шульц М.А., Кузин Н.В.*

АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск, РФ

*Сеелев И.Н., Невин С.Р.*

ФЯО ФГУП «ГХК», г. Железногорск Красноярского края, РФ

Основным параметром ядерной безопасности отработавшего ядерного топлива является выгорание, измеренное с помощью специальных установок. Число ОТВС ВВЭР-1000 в хранилище отработавшего топлива ХОТ-1 ФГУП «ГХК» составляет несколько десятков тысяч, поэтому провести такие измерения достаточно сложно. В этих условиях в качестве компенсирующих мероприятий в 2015 г. была разработана система измерения подкритичности СКП-ХОТ, позволяющая экспериментально при использовании расчетных констант контролировать подкритичность для обоснования ядерной безопасности отсеков хранения ХОТ-1 при нормальной эксплуатации и авариях. Подкритичностью размножающей среды ( $\Delta K$ ) является величина, характеризующая отличие эффективного коэффициента размножения нейтронов  $K_{эф}$  в данной размножающей среде от эффективного коэффициента размножения нейтронов  $K_{эф,кр}$  в состоянии критичности ( $K_{эф,кр} = 1$ ). Система СКП-ХОТ сертифицирована и зарегистрирована в Госреестре средств измерений, разработана и аттестована «Методика измерений подкритичности в хранилище отработавшего ядерного топлива ХОТ-1 с помощью системы СКП-ХОТ» МП.08.2015.

Для подтверждения точности измерения подкритичности отсеков хранения ХОТ-1 с помощью системы СКП-ХОТ необходим альтернативный метод определения подкритичности для подтверждения результатов измерений. Такой метод содержится в «Методике измерения выгорания, изотопного состава и остаточного тепловыделения ядерного топлива отработав-

ших тепловыделяющих сборок с помощью установки МКС-03 ВВЭР» МВ-11.2013, аттестованной во ВНИИФТРИ. С помощью установки МКС-03 ВВЭР можно оценить подкритичность заданных областей хранения ХОТ-1 путем измерения выгорания ядерного топлива каждой ОТВС из этой области и последующих расчетов подкритичности с использованием аттестованных программ. Далее значения подкритичности, полученные двумя способами, сравниваются между собой.

Настоящий доклад включает в себя следующую информацию:

- краткое описание системы СКП-ХОТ и методики измерения подкритичности;
- анализ влияния окружения чехла на его подкритичность;
- определение подкритичности по высоте контролируемого чехла с ОТВС;
- результаты расчетов подкритичности чехлов на основе измеренных значений выгорания ядерного топлива

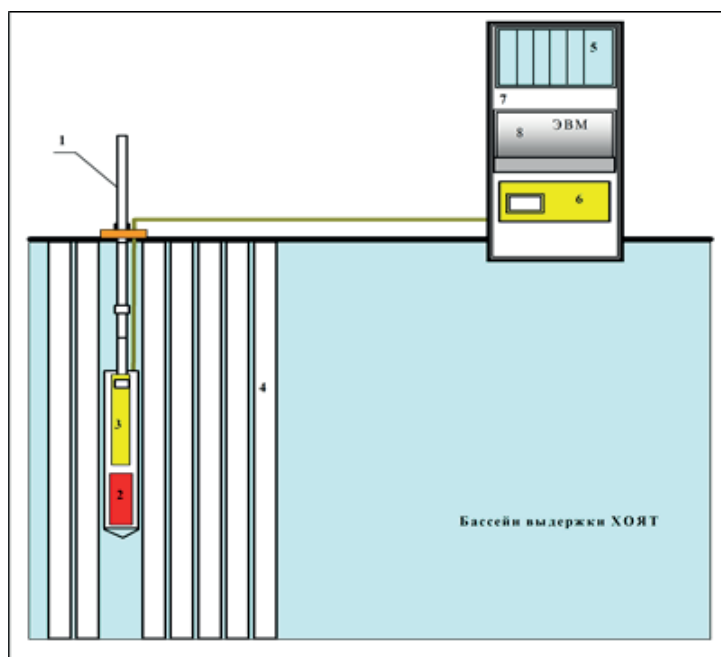
плива в ОТВС и сравнение с измеренными с помощью СКП-ХОТ значениями подкритичности;

- измерения подкритичности в чехлах 02Х и 03Х и сравнение с расчетными значениями подкритичности, полученными на основе учетных значений выгорания ядерного топлива ОТВС ВВЭР-1000.

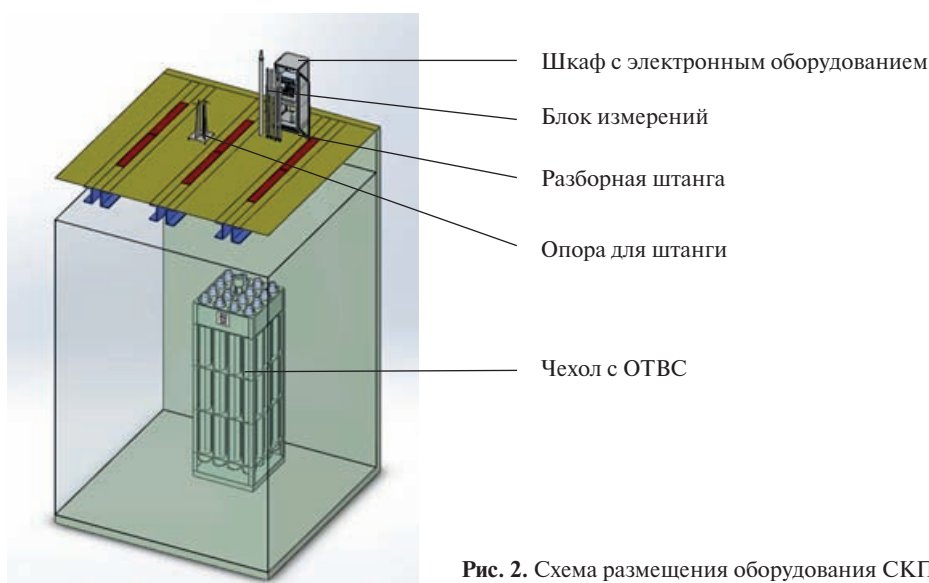
### Краткое описание системы СКП-ХОТ и методики измерения подкритичности

Основными элементами СКП-ХОТ являются импульсный нейтронный генератор (ИНГ), блок детектирования нейтронов (БДН) на основе камеры деления и вторичная электронная аппаратура. Блок трубки ИНГ и БДН образуют блок измерений (БИ). Функциональная схема системы СКП-ХОТ представлена на рисунке 1, размещение оборудования представлено на рисунке 2.

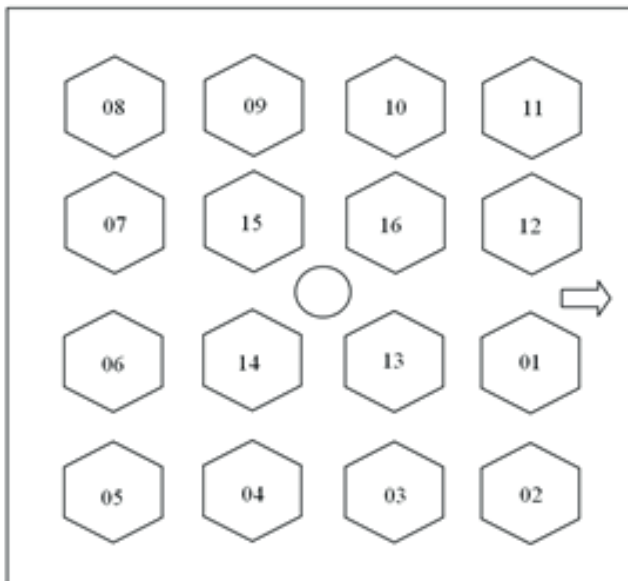
На рисунке 3 показаны схемы размещения ОТВС в чехлах 02Х и 03Х



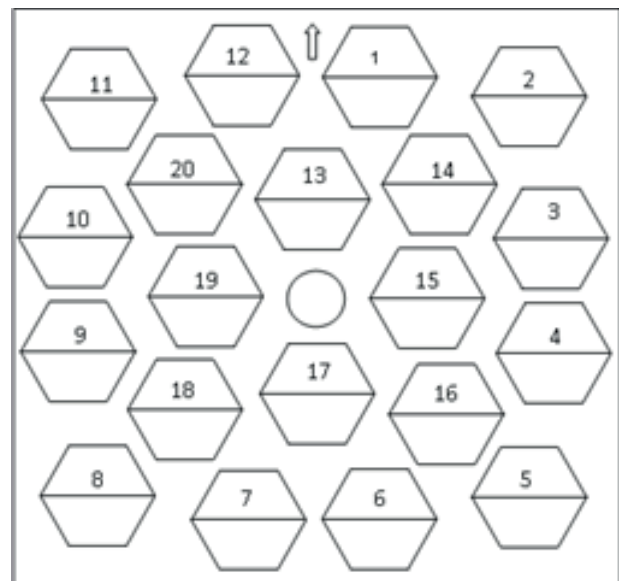
**Рис. 1.** Функциональная схема системы СКП-ХОТ: 1 – блок измерения со штангой; 2 – БДН; 3 – блок трубки ИНГ; 4 – пенал с ОТВС; 5 – кейт «Евромеханика» со вторичным электронным оборудованием и блоком временного анализа; 6 – блок питания и управления ИНГ; 7 – шкаф для размещения электронного оборудования; 8 – блок приема и обработки информации



**Рис. 2.** Схема размещения оборудования СКП-ХОТ



а) чехол 02X



б) чехол 03X

Рис. 3. Схемы размещения ОТВС в чехлах 02X и 03X

Косвенные измерения подкритичности основаны на анализе временного распределения плотности потока нейтронов после инъекции в исследуемую размножающую среду (чехол с ОТВС в бассейне выдержки ХОТ-1) импульса быстрых нейтронов от ИНГ (метод Симмонса-Кинга). Согласно МП.08.2015, диапазон измерения подкритичности составляет от 0,01 до 0,7, погрешность измерения подкритичности равна 10%.

В заданную область ХОТ-1 (чехол с ОТВС) вводят БИ и фиксируют координату  $z$  центра БДН относительно выбранной точки отсчета (плитного настила или верхней границы топлива). Производят измерение функции  $N(z,t)$  – количества импульсов, измеренных каналом регистрации нейтронного излучения СКП ХОТ, – зависящего от ординаты  $z$  и времени  $t$ , – которая пропорциональна плотности потока нейтронов

в момент времени  $t$  в точке с координатой  $z$ . Выполняют десятичное логарифмирование функции  $N(z,t)$ , построение графика (см. рисунок 4) и поиск на графике горизонтального участка  $\Delta t_\phi$ , соответствующего фону (на рисунке 4 интервал фона выделен двумя правыми маркерами). Значение  $\Delta t_\phi$  должно быть не менее 2000 мкс.

Далее вычисляют среднюю скорость счета фона  $N_\phi(z,t)$  как среднее арифметическое значений  $N(z,t)$  на фоновом участке и вычисляют функцию  $N_s(z,t)$  по формуле:

$$N_s(z,t) = N(z,t) - N_\phi(z,t) \quad (1)$$

На графике выполняют поиск участка  $\Delta t$ , на котором функция  $\alpha(z,t)$ , мкс<sup>-1</sup>, именуемая декрементом затухания потока нейтронов и вычисляемая по формуле:

$$\alpha(z,t) = - \frac{\Delta \ln N_s(z,t)}{\Delta t}, \quad (2)$$

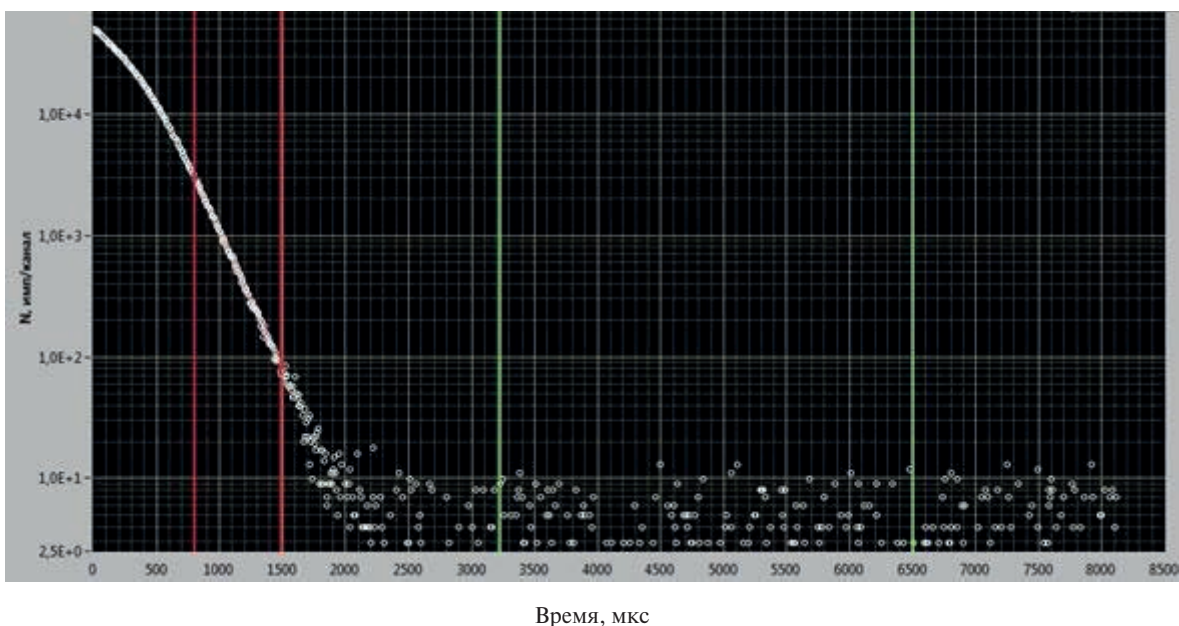


Рис. 4. График функции  $N(z,t)$

имеет наибольшее значение. Вычисление функции  $\alpha(z, t)$  выполняется с использованием метода наименьших квадратов, интервал  $\Delta t$  должен быть не менее 100 мкс. На рисунке 4 интервал  $\Delta t$  выделен двумя левыми маркерами.

Для данной области чехла с координатой  $z$  вычисляют подкритичность по формуле:

$$\Delta K = \alpha(z, t)L, \quad (4)$$

где  $L$  – время жизни мгновенных нейтронов, мкс.

Величина  $L$  рассчитывается с использованием комплекса аттестованных программ ММКФК-2 [1], результаты расчетов  $L$  для чехла 02X показаны на рисунке 5. Исходными данными для расчетов являются: тип чехла; среднее начальное обогащение и средняя глубина выгорания ядерного топлива всех ОТВС, размещенных в данном чехле.

СКП-ХОТ снабжена расчетным модулем для обработки результатов измерений.

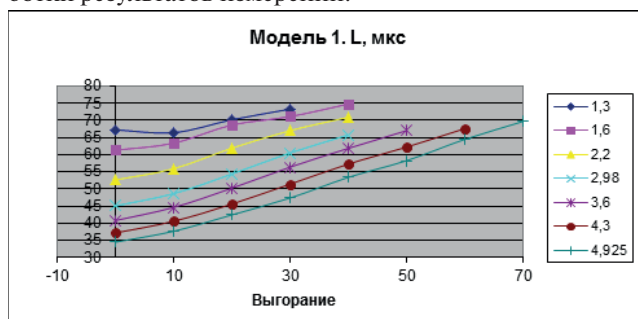


Рис. 5. Зависимость  $L$  от выгорания ядерного топлива ОТВС ВВЭР-1000 при различных начальных обогащениях по  $^{235}\text{U}$  для чехла 02X с 16 ОТВС

Ниже приведена краткая последовательность измерений подкритичности с использованием системы

Таблица 1. Результаты расчетов  $K_{\text{эф}}$  для чехлов с необлученным топливом с начальным обогащением 4,4 и 5%, выполненных с применением программ ММККЕНО и ММКФК-2.

Геометрия	Расчеты по ММККЕНО		Расчеты по ММКФК-2		Данные из Заключения №15-141	
	4,4%	5%	4,4%	5%	4,4%	5%
Бесконечный бассейн, чехлы 02X				0,945±0,005		0,948
Бесконечный бассейн, чехлы 03X				0,970±0,005	0,942	0,962
Одиночный чехол 03X	0,933±0,005	0,954±0,005			0,939	0,956

Анализ данных из таблицы показывает следующее:

- разность между значениями  $K_{\text{эф}}$ , полученными по программе ММКФК-2 и приведенными в Заключении №15-141, составляет 0,003 и 0,008 для бесконечного бассейна с чехлами 02X и 03X, соответственно, что сравнимо с погрешностью расчетов;
- разность между значениями  $K_{\text{эф}}$ , полученными по программе ММККЕНО и приведенными в Заключении №15-141 для одиночного чехла, составляет 0,006 и 0,002 для ядерного топлива с начальным обогащением 4,4 и 5%, соответственно, что обусловлено погрешностью расчетов;
- разность между значениями  $K_{\text{эф}}$ , приведенными в Заключении №15-141 для бесконечного бассейна с чехлами 03X и для одиночного чехла 03X, составляет 0,003 и 0,006 для ядерного топлива с начальным обогащением 4,4 и 5%, соответственно, что также обусловлено погрешностью расчетов.

СКП-ХОТ. Перед проведением измерений выполняются предварительные расчеты подкритичности заданных областей бассейнов выдержки ХОТ-1 с помощью программного модуля. По результатам расчетов выбираются области с наименьшей подкритичностью. Для этих областей с помощью программы PODKRIT выполняется подготовка константного обеспечения.

Шкаф с БУ и БВА размещается в районе исследуемой области бассейна выдержки ХОТ-1. С помощью разборной штанги, зафиксированной на опоре, БИ перемещается в центральную трубу исследуемого чехла хранения ОТВС. Устанавливают БИ, содержащий ИНГ и БДН, с набором необходимого количества звеньев штанги в область измерений ХОТ-1, фиксируют штангу на специальной опоре, закрепленной на балках ХОТ-1 (рисунок 2).

Включают блок вторичной аппаратуры и блок управления и обработки данных. Включают ИНГ и производят измерения скорости счета. Выдерживают ИНГ в пассивном состоянии в течение времени не менее 30 минут (рекомендовано 30 минут). Устанавливают БИ с набором необходимого количества звеньев штанги в следующую область измерений ХОТ-1, фиксируют штангу на опоре и выполняют измерения.

### Анализ влияния окружения чехла на его подкритичность

Расчеты влияния окружения чехла на его подкритичность выполнены для бесконечного бассейна с чехлами 02X с 16-ю ОТВС и с чехлами 03X с 20-ю ОТВС, а также для одиночного чехла 03X с 20-ю ОТВС. Расчеты выполнены с применением программ ММККЕНО [2-3] при температуре воды в чехлах 50 °С. Результаты расчетов представлены в таблице 1, здесь же представлены результаты расчетов из Заключения №15-141 по ядерной безопасности ХОТ-1 с чехлами 03X.

Отсюда следует, что:

- что значение  $K_{\text{эф}}$  и подкритичность области бассейна ХОТ-1 определяется только данным чехлом с ОТВС и практически не зависит от окружения чехла.
- значения  $K_{\text{эф}}$ , полученные с использованием программ ММКФК-2 и ММККЕНО, практически совпадают друг с другом.

### Определение подкритичности по высоте контролируемого чехла с ОТВС

Выполнены измерения с целью определения оптимального расстояния между центром БДН БИ и верхней границей ядерного топлива для дальнейшего измерения подкритичности в чехлах с помощью СКП-ХОТ именно в этой точке.

В таблице 2 приведены параметры измерений и полученные результаты для контролируемых областей ХОТ-1. Ширина временного канала анализатора составила 8 мкс, частота ИНГ – 30 Гц.

Таблица 2. Параметры измерений и полученные результаты для контролируемых областей ХОТ-1 чехла

Параметр	Значение параметра для чехла №0450				
	1450	950	700	450	200
Расстояние от центра БДН до верхней границы топлива, мм	1450	950	700	450	200
Время измерения, мин	10	10	10	20	20
Время жизни мгновенных нейтронов $L$ , мкс	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Декремент затухания (постоянная спада потока нейтронов) $\alpha$ , мкс <sup>-1</sup>	0,00574	0,00590	0,00559	0,00604	0,00806
Эффективный коэффициент размножения нейтронов $K_{эф}$	0,646	0,636	0,655	0,627	0,501
Подкритичность $\Delta K$	0,354 $\pm 0,035$	0,364 $\pm 0,036$	0,345 $\pm 0,035$	0,373 $\pm 0,037$	0,499 $\pm 0,050$

На рисунке 6 представлена зависимость эффективного коэффициента размножения нейтронов  $K_{эф}$  от расстояния между центром БДН и верхней границей ядерного топлива.

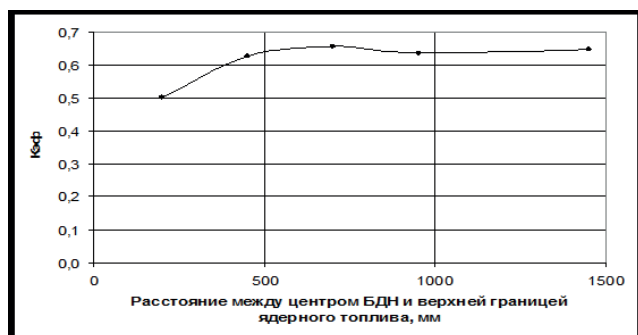


Рис. 6. Зависимость эффективного коэффициента размножения нейтронов  $K_{эф}$  от расстояния между центром БДН и верхней границей топлива

Из данных таблицы 2 и рисунка 6 следует, что при расстоянии между центром БДН и верхней границей топлива от 450 до 1450 мм среднее значение  $K_{эф}$  составляет 0,641, отклонение от среднего значения  $K_{эф}$  составляет не более 0,014 или  $\approx 2,2\%$  от значения 0,641. На этом же отрезке расстояний между центром БДН и верхней границей топлива среднее значение подкритичности  $\Delta K$  составляет 0,359, отклонение от среднего значения  $\Delta K$  составляет не более 0,014 или  $\approx 3,9\%$  от значения 0,359, что не превышает пределов погрешности подкритичности  $\pm 10\%$ . Таким образом, различия в значениях  $K_{эф}$  при расстоянии между центром БДН и верхней границей топлива от 450 до 1450 мм обусловлены погрешностью измерений и уменьшением выгорания к краям топливного столба ОТВС.

Уменьшение значения  $K_{эф}$  при уменьшении расстояния между центром БДН и верхней границей топлива от 450 до 200 мм обусловлено краевым эффектом, который связан с тем, что при приближении БДН к краю ядерного топлива уменьшается масса топливной части, содержащейся в области контроля подкритичности.

В качестве оптимального расстояния между центром БДН и верхней границей ядерного топлива для дальнейшего измерения подкритичности в чехлах с помощью СКП-ХОТ выбрано расстояние в 700 мм с максимальным значением  $K_{эф}$  (5190 мм от плитного настила ХОТ-1).

### Результаты расчетов подкритичности чехлов на основе измеренных значений выгорания ядерного топлива в ОТВС и сравнение с измеренными с помощью СКП-ХОТ значениями подкритичности

С помощью установки МКС-03 ВВЭР проведены измерения выгорания ядерного топлива всех ОТВС в двух чехлах 02Х. Далее с помощью программного комплекса ММКФК-2 были выполнены расчеты  $K_{эф}$  этих чехлов и были выполнены измерения подкритичности с помощью системы СКП-ХОТ. Результаты представлены в таблице 3.

Разность между измеренными значениями подкритичности и расчетами по программному комплексу ММКФК-2 с учетом измеренных значений выгорания  $\sigma(\Delta K_{эф})$  не превышает 5%. Расчетные значения подкритичности обоих чехлов лежат в доверительном интервале измеренных значений подкритичности, полученных с помощью системы СКП-ХОТ.

Таблица 3. Результаты измерений подкритичности чехлов в сравнении с результатами расчетов в этих чехлах по программе ММКФК-2 с использованием измеренных значений выгорания ядерного топлива ОТВС в этих чехлах

Чехол	$L$ , мкс	$\alpha$ , мкс <sup>-1</sup>	$K_{эф}$		$\Delta K_{эф}$		$\sigma(\Delta K_{эф})$ , %
			измер.	расчет	измер.	расчет	
1	62,3	$5,59 \cdot 10^{-3}$	0,655	0,637	0,345 $\pm 0,035$	0,363	4,96
2	61,1	$5,51 \cdot 10^{-3}$	0,663	0,648	0,337 $\pm 0,034$	0,352	4,26

### Измерения подкритичности в чехлах 02Х и 03Х и сравнение с расчетными значениями подкритичности, полученными на основе учетных значений выгорания ядерного топлива ОТВС ВВЭР-1000

Выполнены измерения подкритичности 7-ми чехлов 02Х и 03Х с помощью системы СКП-ХОТ, величина  $L$  определялась по учетным значениям выгорания ядерного топлива ОТВС в этих чехлах. Результаты измерений сравнивались с результатами расчетов исследуемых чехлов по программному комплексу ММКФК-2, в котором также использовались учетные характеристики ОТВС ВВЭР-1000. В таблице 4 представлены результаты измерений и расчетов, разность между измеренными и расчетными значениями подкритичности составляет от 0,9% до 8,9%, расчетные значения подкритичности всех исследованных чехлов с ОТВС ВВЭР-1000 лежат в доверительном интервале измеренных значений подкритичности, полученных с помощью системы СКП-ХОТ.

**Таблица 4.** Результаты измерений подкритичности чехлов 02X и 03X в сравнении с результатами расчетов в этих чехлах по программе ММКФК-2 с использованием учетных значений выгорания ядерного топлива ОТВС в этих чехлах

Чехол	L, мкс	$\alpha$ , мкс <sup>-1</sup>	$K_{эф}$		$\Delta K_{эф}$		$\sigma(\Delta K_{эф})$ , %
			измер.	расчет	измер.	расчет	
3	62,15	$4,89 \cdot 10^{-3}$	0,692	0,662	0,308 $\pm 0,031$	0,338	8,9
4	61,60	$5,34 \cdot 10^{-3}$	0,671	0,639	0,329 $\pm 0,033$	0,361	8,9
5	61,80	$5,79 \cdot 10^{-3}$	0,642	0,637	0,358 $\pm 0,036$	0,363	1,4
6	59,89	$5,11 \cdot 10^{-3}$	0,694	0,666	0,306 $\pm 0,031$	0,334	8,4
7	59,83	$5,40 \cdot 10^{-3}$	0,677	0,657	0,323 $\pm 0,032$	0,343	5,8
8	66,43	$5,06 \cdot 10^{-3}$	0,662	0,643	0,338 $\pm 0,034$	0,357	5,3
9	58,80	$5,39 \cdot 10^{-3}$	0,681	0,678	0,319 $\pm 0,032$	0,322	0,9

### Заключение

1. Результаты испытаний СКП-ХОТ в хранилище ХОТ-1 подтвердили правильность конструктивных и методических решений, принятых при создании СКП-ХОТ. Конструкция СКП-ХОТ позволяет оперативно и без дополнительных перемещений ядерного топлива измерять подкритичность заданных областей ХОТ-1.

2. Расчеты по программам ММККЕНО и ММКФК-2 показали, что:

- значение  $K_{эф}$  и подкритичность области бассейна ХОТ-1 определяется только данным чехлом с ОТВС и практически не зависит от окружения чехла;
- значения  $K_{эф}$ , полученные с использованием программ ММКФК-2 и ММККЕНО, практически совпадают друг с другом.

3. Оптимальным расстоянием между центром блока детектирования нейтронов и верхней границей ядерного топлива для измерения подкритичности в чехлах с помощью СКП-ХОТ является расстояние в 700 мм с максимальным значением  $K_{эф}$ .

4. Разность между измеренными значениями подкритичности и расчетами по программному комплексу ММКФК-2 с использованием измеренных значений выгорания не превышает 5%. Расчетные значения подкритичности чехлов лежат в доверительном интервале измеренных значений подкритичности, полученных с помощью системы СКП-ХОТ.

5. Разность между измеренными значениями подкритичности и полученными с использованием программного комплекса ММКФК-2 по учетным значениям выгорания ядерного топлива ОТВС в этих чехлах составляет от 0,9% до 8,9%. Предел погрешности измерения подкритичности с использованием системы СКП-ХОТ составляет 10%. Расчетные значения подкритичности всех исследованных чехлов с ОТВС ВЭР-1000 лежат в доверительном интервале измеренных значений подкритичности, полученных с помощью системы СКП-ХОТ, следовательно расчетные значения подкритичности подтверждены экспериментально.

6. Система СКП-ХОТ и методика измерений подкритичности в хранилище отработавшего ядерного топлива ХОТ-1 с помощью системы СКП-ХОТ могут быть отражены в отчете по обоснованию безопасности

хранения ОТВС в чехлах 02X и 03X как средства обоснования ядерной безопасности.

### Список использованных источников

1. В.Б. Полевой, О.Б. Тарасова. Комплекс программ ММКФК-2 для решения задач переноса нейтронов и гамма-квантов в физике реакторов // В Сб. трудов семинара "Нейтроника-98", Обнинск, 1999, с. 128-131.

2. А.А. Блыскавка, Г.Н. Мантуров, М.Н. Николаев, А.М. Цибуля. Программный комплекс CONSYST//ММККЕНО для расчета ядерных реакторов методом Монте-Карло в многогрупповом приближении с индикатрисами рассеяния в  $P_n$  - приближении. Препринт ФЭИ-2887, 28 с., Обнинск, 2001.

## ФАЗОВЫЙ, ЭЛЕМЕНТНЫЙ И РАДИОНУКЛИДНЫЙ СОСТАВ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ И ОТЛОЖЕНИЙ НА ЧЕХЛОВЫХ ТРУБАХ КАССЕТ К-17У АМБ

*Голосов О.А., Николкин В.Н., Панченко В.Л., Цыгвинцев В.А.*

*АО «Институт реакторных материалов», г. Заречный*

### Введение

Хранение ОЯТ реакторов АМБ-100 и АМБ-200 осуществляется в 17 и 35-местных кассетах, обозначаемых соответственно как К-17 и К-35. Кассеты К-35 и часть кассет К-17, выполнены из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т. Однако, основная часть (более 95 %) кассет К-17 выполнена из углеродистой стали 10 (кассеты с обозначением К-17у), имеющей довольно низкую коррозионную стойкость в воде [1]. В настоящее время длительность хранения ОТВС в кассетах К-17у составляет от ~37 до ~54 лет. В течение длительного хранения чехловые трубы кассет К-17у подвергаются как равномерной, так и язвенной коррозии с образованием слоя продуктов коррозии (ПК) в виде ржавчины. Последняя, обладая сорбционными свойствами, способна накапливать на поверхности труб продукты деления ОЯТ. Для обоснования безопасного обращения с кассетами К-17у на различных стадиях хранения и выполнения транспортно-технологических операций необходимы сведения о количестве ПК, их фазовом, элементном и радионуклидном составе.

### Материалы и методика проведения исследований

Кассета К-17у представляет собой сварную конструкцию из 17 труб  $\varnothing 89 \times 3$  мм длиной 13452 мм, расположенных концентрически в два ряда по 8 штук вокруг центральной трубы (радиус окружности первого ряда равен 137 мм, второго – 213 мм). Материалом труб является сталь 10. В каждую трубу вварено доньшко. Концы труб установлены в отверстия верхней плиты и плиты основания и соединены с ними сваркой. Между верхней плитой и плитой основания установлены и зафиксированы сваркой 5 трубных досок толщиной 10 мм. Трубы снаружи и внутри перед установкой в бассейн выдержки (БВ) покрывались суриком: свинцовым - снаружи и железным - внутри. Уровень ватерлинии воды БВ находится на высоте  $\sim (12,7 \pm 0,1)$  м от низа кассеты.



Исследовалась чехловая труба № 3 кассеты К-17у № 6, находившейся в течение 42,3 лет в воде БВ Белоярской АЭС. Исследовано шесть фрагментов трубы длиной от 0,5 до 1,0 м, вырезанных из различных участков по ее высоте.

Удельную массу продуктов коррозии определяли гравиметрическим методом по убыли массы образца длиной 200 мм по выражению

$$M_{\text{ПК}} = \frac{m_1 - m_2}{S}, \quad (1)$$

где  $M_{\text{ПК}}$  – масса продуктов коррозии на единице площади (далее масса ПК), г;  $m_1$  и  $m_2$  – массы образца соответственно до и после удаления ПК с поверхности образца, г;  $S$  – площадь поверхности образца,  $\text{дм}^2$ .

Удаление продуктов коррозии проводили химическим способом в соответствии с ГОСТ 9.907-83 в 20 %-ном водном растворе HCl с добавкой 5 г/л гексаметилентетрамина в качестве ингибитора коррозии металлической основы.

Определение элементного состава измельченных проб ПК проводили методом микрорентгеноспектрального анализа (МРСА) на электронном микроскопе JEM2000EX, оснащенный энергодисперсионным анализатором AN10000 с Si(Li) детектором Link, регистрирующим характеристическое рентгеновское излучение, возбуждаемое электронным зондом. Спектрометр позволяет обнаруживать элементы от Na до U, предел обнаружения ~0,1 масс. %. Для проведения анализа порошковую пробу приклеивали с помощью органического электропроводящего клея на угольный держатель, после чего высушивали в форвакуумной камере в течение 30 мин. Набор спектра проводили при ускоряющем напряжении 20 кВ, ток электронного пучка выбирали так, чтобы скорость счета в анализаторе составляла  $(6000 \pm 100)$  имп./с, время набора спектра устанавливали 100 с. Глубина возбуждения рентгеновского излучения в этих условиях составляла 2-3 мкм, площадь сканирования при наборе спектра (один анализ) – примерно  $(200 \times 200)$  мкм<sup>2</sup>. Для каждого образца анализ проводили в 5 участках. Количественную обработку рентгеновских спектров проводили с помощью стандартной программы ZAF-4/FLS с использованием встроенной библиотеки стандартных спектров.

Фазовый состав продуктов коррозии определяли методом рентгеновского фазового анализа с использованием образцов в виде таблеток продуктов коррозии, полученных путем прессования в кюветы из оргстекла размолотых в агатовой ступке до однородной массы проб продуктов коррозии, взятых из различных участков чехловой трубы. Рентгенофазовые исследования проводили на дифрактометре АДП-2 в режиме дискретного сканирования с использованием  $\text{Cu-K}_\alpha$  излучения. Съемку образцов вели без вращения, в диапазоне углов  $2\theta = 10 \dots 100^\circ$ , в режиме дискретного сканирования с шагом  $0,05^\circ$ . Обработку рентгенограмм проводили с помощью специальной Программы. Фазовый состав материала определяли с помощью Программного ком-

плекса для качественного анализа PDWin, разработанного НПО «Буревестник», по базе неорганических соединений, содержащей ~47 тыс. стандартов. В качестве рабочих картотек использовали выборку из базы данных, с использованием данных элементного анализа проб. При создании картотек использовали элементы с содержанием в пробах более 0,2 % (по массе), а также кислород и водород.

## Результаты исследований и их обсуждение

### Элементный состав продуктов коррозии

Для определения элементного состава ПК чехловой трубы были отобраны три пробы: проба № 1 из области выше ватерлинии, проба № 2 – из области под водой вне расположения активного слоя ОТВС на расстоянии ~0,75 м ниже уровня ватерлинии, проба № 3 – из области расположения активного слоя ОТВС на расстоянии ~2 м от низа кассеты. Данные элементного состава проб ПК приведены в таблице 1.

Результаты МРСА показывают, что основными элементами в пробах ПК являются: Fe (основа), Pb со средним содержанием от 1,6 до 6,4 % масс., P – от 0,4 до 1,3 % масс., Cl – до 0,5 % масс., а также Si, Ca и Mn на уровне от 0,1 до 0,3 % масс. В отдельных анализах проб № 2 и № 3, взятых из областей ниже уровня ватерлинии, регистрируется хром до 0,1 % масс.

Состав продуктов коррозии по элементам, содержащихся в них (за исключением свинца, кальция и хлора) соответствует составу основы чехловой трубы – стали 10 [2].

Наличие свинца во всех пробах обусловлено содержанием в ПК остатков фазы  $\text{Pb}_3\text{O}_4$ , являющейся основной свинцового сурика, используемого для защиты наружных поверхностей чехловых труб кассет К-17у от коррозии перед их установкой в БВ.

Наличие в пробах ПК кальция и хлора обязано их наличию в воде БВ.

### Фазовый состав продуктов коррозии

Фазовый состав ПК определялся на тех же пробах, на которых выполнялось определение элементного состава. Данные рентгеновского фазового анализа приведены в таблице 2.

Согласно данным таблицы 2 продукты коррозии чехловой трубы представляют собой смесь оксидов и гидроксида железа  $\text{FeO}(\text{OH})$  различных модификаций, при этом последние являются основой ПК.

Доля гидроксидов в ПК, образованных на участке выше ватерлинии, достигает ~80 %, а сформировавшихся под водой – на уровне 50-55 %.

Наименьшая доля продуктов коррозии в виде оксидов  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$  и  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  выявлена на участке выше ватерлинии, на котором содержание магемита  $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$  равно 5 %, магнетита  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  – 8 %, а гематит  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$  отсутствует.

На обоих участках под водой (вне и в области действия ионизирующего излучения) содержание магнетита  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  в ПК практически одинаково и находится на уровне ~20 %.

Таблица 1. Результаты РСМА продуктов коррозии, проба №1, (масс. %)

№ пробы	Участок трубы	Si	P	Cl	Ca	Cr	Mn	Pb	Fe
1	Выше ватерлинии	0,2	0,4	0,4	<0,1	0	0,2	1,6	основа
2	Вне области ионизирующего излучения	0,2	0,7	0,5	<0,1	<0,1	0,3	6,4	основа
3	В области ионизирующего излучения	0,1	1,3	0,1	0,2	<0,1	0,2	4,7	основа
Сталь 10		0,17-0,37	0,035	-	-	<0,15	0,35-0,65	-	основа

Таблица 2. Фазовый состав продуктов коррозии чехловой трубы

№ пробы	Участок трубы	Фаза			
		Формула	Название	Содержание, % масс.	Общее содержание фаз, %
1	Выше ватерлинии	$\gamma\text{-FeO(OH)}$	Лепидокрокит	40	81
		$\alpha\text{-FeO(OH)}$	Гетит	32	
		$b\text{-FeOOH}$	Акагениит	-	
		$d\text{-FeOOH}$	-	9	
		$\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$	Гематит	-	5
		$\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$	Магемит	5	
		$\text{Fe}_3\text{O}_4$	Магнетит	8	8
		$\text{Pb}_3\text{O}_4$	Сурик	6	6
2	Вне области ионизирующего излучения	$\gamma\text{-FeO(OH)}$	Лепидокрокит	14	52
		$\alpha\text{-FeO(OH)}$	Гетит	21	
		$b\text{-FeOOH}$	Акагениит	10	
		$d\text{-FeOOH}$	-	7	
		$\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$	Гематит	5	13
		$\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$	Магемит	8	
		$\text{Fe}_3\text{O}_4$	Магнетит	19	19
		$\text{Pb}_3\text{O}_4$	Сурик	16	16
3	В области ионизирующего излучения	$\gamma\text{-FeO(OH)}$	Лепидокрокит	22	55
		$\alpha\text{-FeO(OH)}$	Гетит	19	
		$b\text{-FeOOH}$	Акагениит	11	
		$d\text{-FeOOH}$	-	2	
		$\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$	Гематит	11	19
		$\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$	Магемит	8	
		$\text{Fe}_3\text{O}_4$	Магнетит	18	18
		$\text{Pb}_3\text{O}_4$	Сурик	9	9

Содержание магемита  $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$  в ПК практически не зависит от условий их формирования (воздух, вода, наличие или отсутствие ионизирующего излучения) и находится на уровне 5-8 %. В то время как гематит  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$  практически отсутствует на участке выше ватерлинии, а под водой вне области действия ионизирующего излучения его содержание, равное 5 %, почти в два раза меньше по сравнению с областью под облучением (11 %).

Во всех пробах ПК выявлено наличие тетрагонального оксида свинца  $\text{Pb}_3\text{O}_4$  с содержанием от ~6 до ~16 %, являющегося основой свинцового сурика, используемого для защиты от коррозии наружных поверхностей чехловых труб кассет К-17у путем покраски.

### Масса продуктов коррозии на поверхности чехловых труб

При удалении ПК химическим способом не произошло экранирования внутренней поверхности

фрагментов трубы, поэтому определялась общая (суммарная) масса продуктов коррозии, образовавшихся на внутренней и наружной поверхности чехловой трубы, значения которых приведены в столбце № 4 таблицы 1, а график изменения массы ПК по высоте чехловой трубы представлен на рис. 1.

Согласно данным табл. 3 и рис. 1, наименьшее количество продуктов коррозии, сформировавшихся на поверхности чехловой трубы, наблюдается на участке выше уровня ватерлинии, т.е. на участке трубы, который при хранении кассеты в БВ-1 был только подвержен воздействию влажного воздуха.

На уровне ватерлинии, в области переменного смачивания наблюдается наибольшее количество ПК.

С увеличением глубины погружения под воду количество ПК на поверхности чехловой трубы уменьшается и в области расположения активного слоя ОТВС вновь возрастает.

Таблица 3. Масса ПК на различных участках по высоте чехловой трубы

Характеристика участка	№ образца	Координата от низа кассеты, м	Масса ПК $m_{ПК}$ , г/дм <sup>2</sup>		
			Общая	На наружной поверхности трубы	На внутренней поверхности трубы
Выше уровня ватерлинии	5-1	13,14-13,24	5,6	5,2	0,4
В области переменного смачивания	1-1-1	12,64-12,74	19,7	19,1	0,7
	1-1	12,54-12,64	25,8	24,3	1,6
Под водой вне области ионизирующего излучения	1-2	12,44-12,54	28,1	26,3	2,0
	1-2-1	12,34-12,44	23,1	21,9	1,3
	1-5	11,94-12,14	16,5	15,3	1,3
	6-1	11,54-11,74	21,0	20,0	1,1
	6-4	11,24-11,34	20,6	19,1	1,6
	2-1	10,84-11,04	17,5	16,2	1,4
2-4	10,24-10,44	17,0	14,4	2,7	

Под водой в области действия ионизирующего излучения	3-1-1	3,63-3,73	18,7	15,5	3,4
	3-1	3,53-3,63	20,0	16,7	3,5
	3-4-1	3,03-3,13	21,2	17,7	3,7
	3-4	2,93-3,03	23,8	19,8	4,2
	4-1-1	2,63-2,73	17,6	14,5	3,3
	4-1	2,53-2,63	17,3	14,2	3,3
	4-5-1	2,03-2,13	22,4	17,3	5,5
	4-5	1,93-2,03	20,6	15,0	6,0

Кривая распределения ПК по высоте чехловой трубы аналогична профилю изменения глубины коррозии чехловой трубы (рис. 2). Известно, что при коррозии железа и низколегированных сталей масса образующихся ПК пропорциональна массе металла, вступившего в реакцию коррозии [3]. Поэтому, используя коэффициент  $\lambda_n = h_n/h_{об}$  [4], равный отношению глубины коррозии с наружной поверхности  $h_n$  чехловой трубы к глубине общей коррозии  $h_{об}$ , можно оценить количе-

ство продуктов коррозии, образующихся соответственно на наружной и внутренней поверхности чехловой трубы. В соответствии с данными [4] величина  $\lambda_n$  имеет переменную величину, зависящую от местоположения анализируемого участка по высоте трубы. Расчетные значения удельной массы продуктов коррозии на наружной и внутренней стороне чехловой трубы приведены в таблице 3.

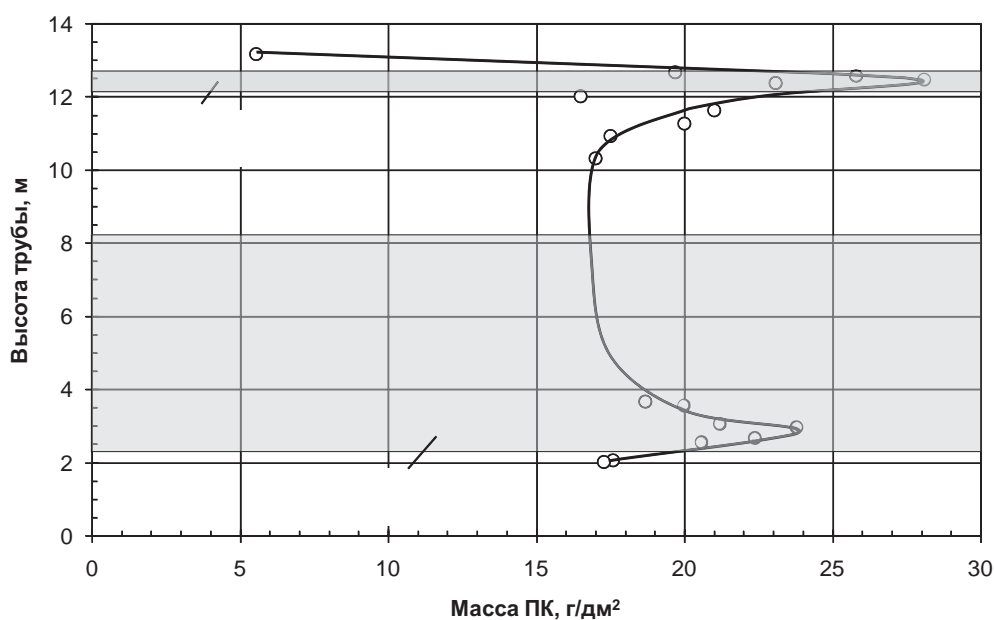


Рис. 1. График изменения общей массы продуктов коррозии по высоте чехловой трубы

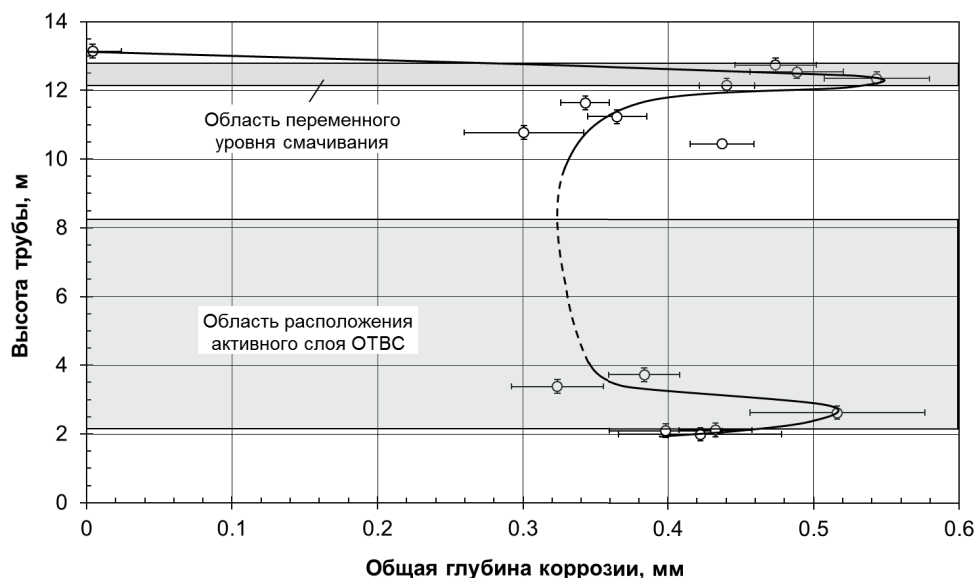


Рис. 2. Зависимость изменения глубины общей коррозии по высоте чехловой трубы [4]

## Радионуклидный состав продуктов коррозии

Радионуклидный состав продуктов коррозии исследовался в трех различных участках по высоте чехловой трубы (табл. 4).

Продукты коррозии содержат  $\alpha$ -,  $\beta$ - и  $\gamma$ -излучающие радионуклиды, включая,  $^{54}\text{Mn}$  и  $^{60}\text{Co}$ , являющиеся продуктами нейтронной активации материала оболочек твэлов,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{95}\text{Nb}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ , являющиеся продуктами деления ядерного топлива, и актиноиды  $^{238}\text{Pu}$ ,  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{240}\text{Pu}$ . Практически во всех продуктах коррозии выявля-

но наличие радионуклида  $^{22}\text{Na}$ , являющегося продуктом нейтронной активации магния, являющего материалом топливной матрицы основного массива ОТВС, хранящихся в кассетах К-17у.

В соответствии со СПОРО [5] материалы кассеты К-17у с продуктами коррозии относятся к категории средней активности.

Соотношение  $^{238}\text{Pu}/^{239,240}\text{Pu}$  в продуктах коррозии чехловой трубы находится в пределах от 0,76 до 0,92, что соответствует соотношению  $^{238}\text{Pu}/^{239,240}\text{Pu}$  в донных осадках БВ-1.

Таблица 4. Радионуклидный состав продуктов коррозии чехловой трубы

Координата участка от низа кассеты, м	Характеристика участка	Активность радионуклидов, Бк/г				
		$\gamma$ -излучающих		$\beta$ -излучающих		$\alpha$ -излучающих
11,94-12,14	Под водой на глубине ~0,75 м	$^{54}\text{Mn}$	$1,74 \cdot 10^4$	$^{90}\text{Sr}$	$4,78 \cdot 10^4$	$6,74 \cdot 10^2$
		$^{60}\text{Co}$	$4,66 \cdot 10^4$	$^{238}\text{Pu}$	$2,41 \cdot 10^2$	
		$^{134}\text{Cs}$	$6,15 \cdot 10^1$	$^{239,240}\text{Pu}$	$3,11 \cdot 10^2$	
		$^{137}\text{Cs}$	$2,42 \cdot 10^5$	-	-	
		$\Sigma$	$3,06 \cdot 10^5$	$\Sigma$	$1,22 \cdot 10^5$	
10,24-10,44	Под водой на глубине ~2,5 м	$^{54}\text{Mn}$	$1,33 \cdot 10^4$	$^{90}\text{Sr}$	$6,68 \cdot 10^4$	$1,18 \cdot 10^3$
		$^{60}\text{Co}$	$3,93 \cdot 10^4$	$^{238}\text{Pu}$	$2,71 \cdot 10^2$	
		$^{134}\text{Cs}$	$5,24 \cdot 10^1$	$^{239,240}\text{Pu}$	$3,57 \cdot 10^2$	
		$^{137}\text{Cs}$	$2,06 \cdot 10^5$	-	-	
		$\Sigma$	$2,59 \cdot 10^5$	$\Sigma$	$2,71 \cdot 10^5$	
2,53-2,73	Под водой в области расположения активного слоя ОТВС	$^{54}\text{Mn}$	$3,74 \cdot 10^4$	$^{90}\text{Sr}$	$1,09 \cdot 10^5$	$3,85 \cdot 10^2$
		$^{60}\text{Co}$	$9,53 \cdot 10^4$	$^{238}\text{Pu}$	$1,74 \cdot 10^2$	
		$^{134}\text{Cs}$	$3,25 \cdot 10^1$	$^{239,240}\text{Pu}$	$1,96 \cdot 10^2$	
		$^{137}\text{Cs}$	$1,28 \cdot 10^5$	-	-	
		$\Sigma$	$2,60 \cdot 10^5$	$\Sigma$	$3,03 \cdot 10^5$	

## Выводы

Проведены исследования фазового, элементного и радионуклидного состава продуктов коррозии и отложений на чехловых трубах кассет К-17у АМБ после 42,3 лет хранения в воде БВ Белоярской АЭС.

Микрорентгеноспектральным анализом установлено, что основными элементами в пробах ПК являются: Fe (основа), Pb со средним содержанием от 1,6 до 6,4 %, P в пределах от 0,4 до 1,3 %, Cl до 0,5 %, а также Si, Ca и Mn – в пределах от 0,1 до 0,3 %. В отдельных анализах проб, взятых на уровне ватерлинии, регистрируется хром до 0,1 %. Состав ПК по элементам, содержащихся в них (за исключением свинца, кальция и хлора) соответствует составу нелегированной стали 10. Наличие свинца в пробах ПК обусловлено содержанием свинцового сурика  $\text{Pb}_3\text{O}_4$  в краске на его основе, которой производилось окрашивание поверхности чехловых труб для защиты от коррозии кассет К-17у при хранении в БВ. Наличие в пробах ПК кальция и хлора обязано их наличию в воде БВ.

Показано, что ПК представляют собой смесь фаз  $\text{FeOON}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_4$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  и  $\text{Pb}_3\text{O}_4$  с процентными соотношениями, равными  $(52 \div 55) : (13 \div 19) : (18 \div 19) : (9 \div 16)$  и 81:5:8:6 соответственно для участков трубы под водой и выше ватерлинии.

Удельная масса ПК на поверхности труб, расположенных в области ватерлинии и под водой находится в

пределах от ~17 до ~28 г/дм<sup>2</sup> и не превышает ~5,5 г/дм<sup>2</sup> на участке выше ватерлинии.

ПК содержат  $\alpha$ -,  $\beta$ - и  $\gamma$ -излучающие радионуклиды. Гамма-активность ПК определяется в основном радионуклидами  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{60}\text{Co}$  и находится в пределах от  $2,6 \cdot 10^5$  до  $3,1 \cdot 10^5$  Бк/г. Активностью радионуклидов  $^{90}\text{Sr}$  и  $^{90}\text{Y}$  определяется бета-активность ПК, которая находится в пределах от  $1,2 \cdot 10^5$  до  $3,0 \cdot 10^5$  Бк/г. Альфа-активность ПК определяется в основном активностью актиноидов  $^{238}\text{Pu}$ ,  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{240}\text{Pu}$  и изменяется в пределах от  $3,9 \cdot 10^2$  до  $1,2 \cdot 10^3$  Бк/г. Выявлено, что соотношение  $^{238}\text{Pu}/^{239,240}\text{Pu}$  в ПК чехловой трубы находится в пределах от 0,76 до 0,92, что соответствует соотношению  $^{238}\text{Pu}/^{239,240}\text{Pu}$  в донных осадках БВ-1.

## Список литературы

- В.В. Герасимов Коррозия сталей в нейтральных водных средах, М.: Металлургия, 1981.
- ГОСТ 1050-88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия.
- Н.П. Жук Курс теории коррозии и защиты металлов.- М.: Металлургия, 1976. – 472 с.
- О.А. Голосов, В.Б. Семериков, Т.Л. Кузина и др. Скорость коррозии чехловых труб кассет К-17у АМБ в воде бассейнов выдержки Белоярской АЭС // Межотраслевая научно-техническая конференция «Исследовательскому комплексу ИВВ-2М - 45 лет», г. Заречный, Россия, 26–27 мая 2011 г.
- Санитарные Правила Обращения с Радиоактивными Отходами. СП 2.6.6.1168–02, Москва, 2002 г.

# ВОПРОСЫ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

*Болодьян И.А., Томилин А.В., Леончук П.А.  
ФГБУ ВНИИПО МЧС России*

Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.07.2006 №412 «О федеральных органах исполнительной власти, осуществляющих государственное управление использованием атомной энергией и государственное регулирование безопасности при использовании атомной энергии» Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий осуществляет государственное регулирование безопасности при использовании атомной энергии.

В соответствии с Положением о Министерстве Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, утвержденным Указом Президента Российской Федерации от 11.07.2004 № 868 (раздел III, п. 4), МЧС России осуществляет государственное регулирование пожарной безопасности при использовании атомной энергии.

При этом, согласно раздела IV п. 21 названного Указа, к полномочиям МЧС России относится разработка, утверждение и введение в действие в порядке, определенном Правительством Российской Федерации, федеральных нормы и правила в области использования атомной энергии в части, касающейся обеспечения пожарной безопасности

Порядок разработки, утверждения и введения в действие федеральных норм и правил в области использовании атомной энергии установлен постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.1997 № 1511. Этим документом утверждение и введение в действие федеральных норм и правил производится приказами органов государственного регулирования безопасности, к которым относится МЧС России, с последующей регистрацией их в Минюсте России.

Объектом применения разработанного проекта федеральных норм и правил являются атомные станции на этапе их строительства и эксплуатации. Устанавливаемые обязательные требования пожарной обусловлены спецификой функционирования систем противопожарной защиты для обеспечения ядерной и радиационной безопасности АЭС при пожарах и будут распространяться только на помещения, здания и сооружения, в которых обращаются радиоактивные вещества и материалы, а также содержатся системы (элементы) безопасного останова и расхолаживания реакторной установки, локализации и контроля радиоактивных выбросов в окружающую среду.

Принятый в 2002 году Закон «О техническом регулировании» установил новую систему нормирования требований к обеспечению безопасности объектов технического регулирования.

Обязательные минимально необходимые требования должны регламентироваться Техническими регламентами в форме Федеральных законов или нормативными

правовыми актами федерального органа исполнительной власти по техническому регулированию.

Прочие требования, которые на добровольной основе обеспечивают соблюдение требований принятого технического регламента, должны содержаться в стандартах и сводах правил, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов и включенных в перечень Федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации.

Неприменение таких стандартов и (или) сводов правил не может оцениваться как несоблюдение требований технических регламентов. В этом случае допускается применение предварительных национальных стандартов Российской Федерации, стандартов организаций и (или) иных документов для оценки соответствия требованиям технических регламентов.

Исключением являются своды правил, в результате которых обеспечивается выполнение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», требования которых указанным законом отнесены к обязательным.

Органом государственного регулирования пожарной безопасности в соответствии с Федеральным законом от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» является Государственная противопожарная служба — структурное подразделение МЧС России.

Техническое регулирование пожарной безопасности регламентирует Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ, который в статье 1 устанавливает, что Технические регламенты, принятые в соответствии с законом «О техническом регулировании» не действуют в части, содержащей требования пожарной безопасности к объектам технического регулирования, отличные от требований, установленных настоящим Федеральным законом. В редакции от 10.07.2012 № 117-ФЗ закон распространяется и на атомные станции с оговоркой, что «наряду с настоящим Федеральным законом должны соблюдаться требования пожарной безопасности, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации».

В соответствии с этим законом, к нормативным правовым актам Российской Федерации по пожарной безопасности относятся технические регламенты, принятые в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании», федеральные законы и иные нормативные правовые акты Российской Федерации, устанавливающие обязательные для исполнения требования пожарной безопасности. К нормативным документам по пожарной безопасности относятся национальные стандарты, своды правил, содержащие требования пожарной безопасности, а также иные документы, содержащие требования пожарной безопасности, применение которых на добровольной основе обеспечивает соблюдение требований настоящего Федерального закона.

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» регламентирует 3 варианта подтверждения выполнения требований пожарной безопасности:

1 Вариант — В полном объеме выполнение требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, принятыми в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании», и обоснование, что пожарный риск не превышает допустимых значений, установленных настоящим Федеральным законом;

2 Вариант — В полном объеме выполнение требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, принятыми в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании», и нормативными документами по пожарной безопасности, включенными в перечень Ростехрегулирования, в том числе и стандарты предприятий.

3 Вариант — При отсутствии нормативных требований - разработка специальных технических условий (СТУ) и обоснование, что пожарный риск не превышает допустимых значений, установленных настоящим Федеральным законом.

Таким образом, специфические вопросы обеспечения пожарной безопасности атомных станций не нашедшие отражения в сводах правил МЧС России, при выполнении требований Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», можно решить разработкой и регистрацией в Ростехрегулировании соответствующего свода правил, стандартов предприятий, в том числе и по оценке пожарного риска, или разработкой СТУ на конкретный объект капитального строительства.

В 2009 году был разработан Свод правил СП 13.13130.2009 «Атомные станции. Требования пожарной безопасности». При разработке свода правил решались три задачи:

- гармонизировать требования пожарной безопасности к атомным станциям с требованиями Федерального закона № 123 и, как следствие, с прочими сводами правил по пожарной безопасности, на которые имеются ссылки в законе;
- отразить в форме требований положения НПБ 113-2003 «Пожарная безопасность атомных станций. Общие требования» и НПБ 114 -2002 «Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования» в части обеспечения пожарной безопасности систем (элементов); важных для безопасности атомных станций;
- включить в форме допущений отступления от требований прочих сводов правил МЧС России исходя из специфики атомных станций в части резервирования систем (элементов) безопасности и их физического разделения, нецелесообразности применения в ряде помещений водопенных средств пожаротушения, невозможности естественного освещения лестничных клеток и другие.

В процессе применения Свод правил дополнялся в соответствии с запросами и пожеланиями специалистов Росэнергоатома. В частности, последняя редакция была дополнена вопросами обеспечения пожарной безопасности оборудования содержащего натриевый теплоноситель.

В 2015 году Приказом Ростехнадзора от 17.12.2015 № 522 были утверждены федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций», которые распространили принцип единичного отказа (требования по надежности) на такие элементы противопожарной защиты, как противопожарные преграды, конструкции заполнений проемов, заделки проходок коммуникаций через конструкции, противопожарные клапаны на системах вентиляции, автоматическая пожарная сигнализация.

Ввиду недостаточной проработки вопросов оценки надежности перечисленных элементов противопожарной защиты в действующих нормативных документах

по пожарной безопасности, ВНИИПО МЧС России была проведена соответствующая научно-исследовательская работа, в результате которой подготовлен проект федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. «Атомные станции. Требования пожарной безопасности». Необходимость обязательного статуса документа, которым обладают федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии, продиктована тем обстоятельством, что оценка надежности систем и технических средств противопожарной защиты может быть выполнена только разработчиками этих систем и технических средств, большинство из которых подведомственны Росатому.

За основу при разработке документа взяты Свод правил «СП 13.13130.2009 «Атомные станции. Требования пожарной безопасности» и НПБ 113 – 2003 «НПБ 113-2003 «Пожарная безопасность атомных станций. Общие требования».

Структура документа принята в соответствии с ФЗ № 123 и включает:

- Общие требования обеспечения пожарной безопасности АС
- Анализ потенциальной пожарной опасности энергоблоков АС
- Предотвращение пожара на АС
- Обеспечение безопасности персонала при пожаре на АС
- Требования к системам вентиляции и противодымной защиты
- Ограничение распространения пожара
- Требования к техническим средствам локализации и ликвидации пожара
- Требования к источникам противопожарного водоснабжения
- Общие требования к установкам пожаротушения
- Требования к установкам пожаротушения, защищающим системы (элементы) нескольких каналов системы безопасности
- Требования по обеспечению боевых действий подразделений пожарной охраны
- Требования к системе автоматического контроля и управления противопожарной защитой АС
- Организационно-технические мероприятия
- Приложения
- Требования к содержанию отчета о противопожарной защите АС
- Определение требуемой производительности противопожарного водопровода АС
- Средства тушения пожаров на АС
- Требования к информационной поддержке управленческих решений по обеспечению пожарной безопасности АС

Следует отметить, что указанный документ по своему статусу не содержит конкретных технических решений для проектирования систем обеспечения пожарной безопасности энергоблоков. В соответствии с действующим законодательством, конкретные технические решения должны быть изложены в стандартах предприятий, зарегистрированных в Ростехрегулировании.

К наиболее актуальным вопросам обеспечения пожарной безопасности атомных станций, по нашему мнению, относятся:

- оценка пожарной опасности и регламентация мер по обеспечению пожарной безопасности кабельных трасс при применении кабелей с низкими показате-

лями горения, распространения пламени, газа и дымообразования;

- применения локального газового пожаротушения по объему для всех газовых составов (нормы есть только для углекислоты);
- применения модульных установок газового пожаротушения для защиты приборных шкафов и стоек с электронной аппаратурой;
- проблема нормативной регламентации технических решений по обеспечению сейсмостойкости, влагозащищенности, электромагнитной совместимости и помехоустойчивости технических средств противопожарной защиты;
- выбор извещателей для машзала, гермообъема, спецкорпуса и ХТРО;
- верификация и аттестация методик и программных кодов расчётно-аналитических обоснований проектных решений по обеспечению пожарной безопасности.

Со своей стороны, институт готов принять участие, как в проведении необходимых исследований, так и разработке стандартов предприятий.

## **ПРОБЛЕМА ОБОСНОВАНИЯ ДОСТАТОЧНОСТИ МЕР ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕЕ РЕШЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА ВЛИЯНИЯ ПОЖАРОВ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА БЕЗОПАСНЫЙ ОСТАНОВ И РАСХОЛАЖИВАНИЕ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СООРУЖЕНИЯ И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС**

*Угорелов В.А.  
ВНИИПО МЧС России*

*Никифоров Д.В.  
СПБ АО «Концерн Росэнергоатом»*

Проблема обоснования достаточности мер по обеспечению пожарной безопасности энергоблоков является актуальной в течение всего жизненного цикла от проекта до вывода из эксплуатации. В первую очередь это относится к вопросам обеспечения ядерной и радиационной безопасности энергоблоков при пожаре.

Требования по обеспечению ядерной и радиационной безопасности энергоблоков при пожаре в настоящее время регламентируются СП 13.13130.2009 «Атомные станции. Требования пожарной безопасности», в котором в пункте 4.1 указывается, что «для обеспечения

безопасности АС при пожарах необходимо проводить анализ влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки, локализацию и контроль радиоактивных выбросов в окружающую среду конкретных энергоблоков: вновь вводимых - до их физического пуска; действующих - периодически в процессе эксплуатации». Аналогичное положение приводятся и в документе МАГАТЭ «Пожарная безопасность при эксплуатации атомных электростанций. Серия безопасность № NS-G-2.1».

В 2013 году концерном «Росэнергоатом» были разработаны методические указания «Проведение анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки», в которых были регламентированы методы проведения и процедура выполнения анализа. При проведении анализов с использованием этих методических указаний было установлено, что определяющим фактором физического разделения систем (элементов) каналов безопасности, размещенных в разных помещениях, является соответствие требуемых и фактических пределов огнестойкости конструкций, ограждающих помещения.

Требуемые пределы огнестойкости определяются динамикой пожара в помещении, а фактические – конструктивным исполнением противопожарных преград. Например, фактические пределы огнестойкости конструкций по признаку потери несущей способности определяются толщиной защитного слоя бетона до арматуры и классом арматуры. В качестве иллюстрации на рисунке 1 приведено конструктивное решение несущих стен.

Поскольку пределы огнестойкости конструкций регламентируются на стадии проектирования энергоблока, то в 2017 году было разработано дополнение к методическим указаниям 2013 года в форме методических указаний для проведения анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки на этапах проектирования, сооружения /ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС.

При разработке методических указаний использовались НП 001-15 [1] и ГОСТ Р 12.3.047-2012 [2], МДС 21.1-98 [3], СТО 36554501-006-2006 [4], позволяющие выполнить качественную и количественную оценку достаточности мер по обеспечению пожарной безопасности помещений энергоблоков.

В документе отражены следующие положения НП 001-15:

- применение принципа единичного отказа к системам и элементам обеспечения пожарной безопасности АС;
- реализация принципов разнообразия, резервирования (избыточности) и независимости в системах обеспечения пожарной безопасности АС;
- оценка соответствия систем (элементов) обеспечения пожарной безопасности требованиям к оборудованию, поставляемому на АС;

В частности, системы (элементы) противопожарной защиты, обеспечивающие необходимые условия функционирования систем безопасности в случае возникновения пожара либо обеспечивающие предотвращение распространения пожара на два и более канала систем безопасности отнесены к обеспечивающим системам безопасности.

Противопожарные преграды, барьеры и технические средства противопожарной защиты, обеспечивающие нераспространение пожара на два и более канала си-

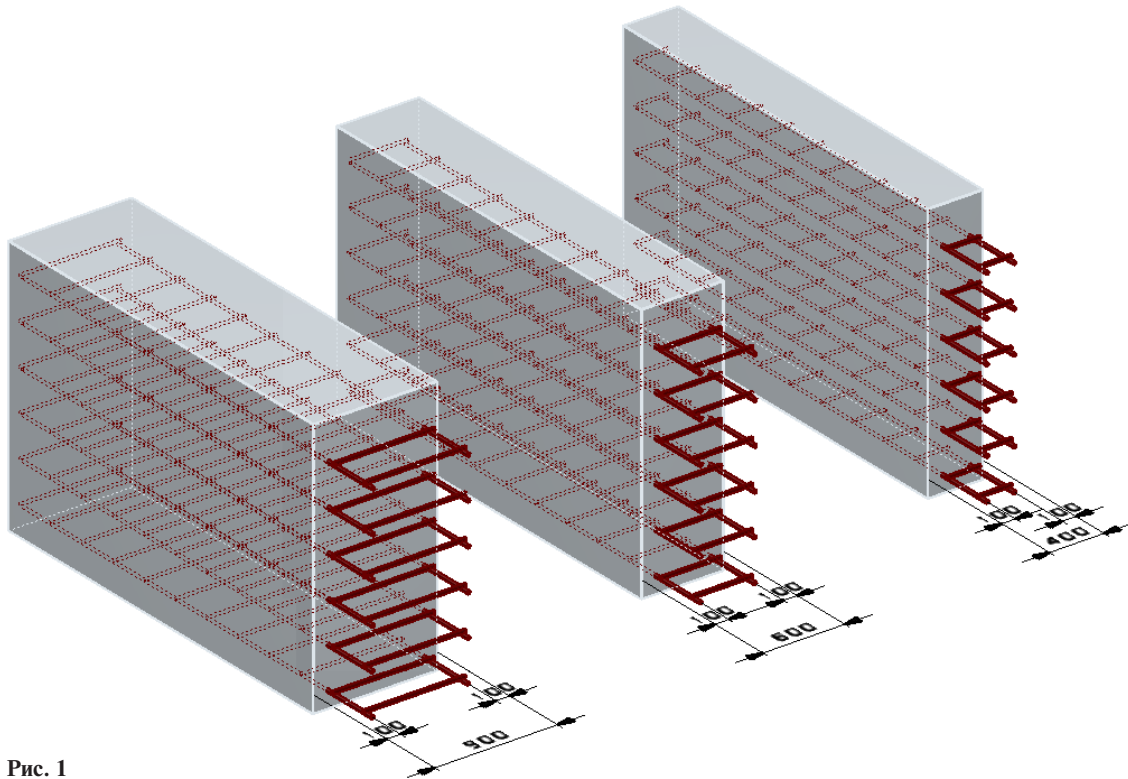


Рис. 1

систем безопасности, рассматриваются как элементы системы безопасности для которых учитывается:

- возможность их единичного отказа;
- все отказы, являющиеся следствием единичного отказа;
- отказы, являющиеся следствием исходного события – пожара;
- не обнаруживаемые при эксплуатации АС отказы элементов, влияющие на развитие аварии;
- надёжность систем (элементов) противопожарной защиты.

Основное место в документе занимают вопросы теплофизической части анализа:

- оценка потенциальной пожарной опасности и пожароуязвимости технологического оборудования, помещений, кабельных, вентиляционных и трубопроводных коммуникаций;
- оценка продолжительности и температурных режимов пожаров в помещениях;
- расчет требуемых пределов огнестойкости конструкций, ограждающих помещения, вентиляционных коробов и заделок коммуникационных проходов;
- идентификация векторов распространения пожара и пожароуязвимых систем (элементов) безопасного останова и расхолаживания РУ;
- разработка мероприятий, компенсирующих дефицит безопасности энергоблока при пожарах;
- обоснование достаточности мер по противопожарной защите энергоблока.

Для выполнения теплофизической части анализа, в основном, используются методики, приведенные в [2].

Количественный показатель потенциальной пожарной опасности помещений – частоту пожаров в помещениях рекомендуется рассчитывать, используя данные [2] для электростанций 0,0000224 в год на 1 м<sup>2</sup> площади помещения, на котором размещается пожарная нагрузка или принимать по результатам ВАБ уровня 1

блока атомной станции для инициирующих событий, обусловленных внутримплощадочными пожарами.

Расчет пожарной нагрузки и определение категорий взрывопожарной и пожарной опасности помещений регламентируется проводить: для проектируемых энергоблоков – по материалам технологической части проекта и кабельным журналам (при наличии), для вводимых в эксплуатацию – при выявлении отклонений от проектных решений по результатам обследования и оценки фактической реализации.

Пожароуязвимость помещений оценивается по расположению помещения относительно помещения пожара. Пожароуязвимыми являются помещения соседние с помещением пожара, а также помещения, проемы (в том числе коммуникационных проходов) которых размещаются в общем строительном объеме с проемами помещения пожара (например, в коридоре).

В зависимости от расположения систем (элементов) систем важных для безопасности энергоблока устанавливаются следующие типы помещений:

- тип 1 – в помещении находятся элементы более одной независимой системы безопасности (например, гермообъем РУ, БПУ);
- тип 2 – в помещении расположены элементы одной независимой системы безопасности и системы (элементы) нормальной эксплуатации, важные для безопасности;
- тип 3 – в помещении расположены элементы одной независимой системы безопасности и системы (элементы) нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность.
- Тип 4 – в помещении расположены системы (элементы) нормальной эксплуатации, важные для безопасности и системы (элементы) нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность.

В качестве векторов возможного распространения пожара рекомендуется рассматривать связи участков



размещения систем (элементов) систем, важных для безопасности энергоблока:

- 1 тип связи — пространственное разделение в объеме одного помещения;
- 2 тип связи — по кабельным линиям между оборудованием в объеме одного помещения;
- 3 тип связи — через общие строительные конструкции без проемов;
- 4 тип связи — через различные проемы (двери, люки, ворота) в строительных конструкциях;
- 5 тип связи — через заделки проходок кабельных линий в строительных конструкциях;
- 6 тип связи — по вентиляционным коммуникациям;
- 7 тип связи — через заделки проходок трубопроводных коммуникаций в строительных конструкциях;
- 8 тип связи — через соседние помещения с большой пожарной нагрузкой и строительные конструкции без проемов;
- 9 тип связи — через соседние помещения с большой пожарной нагрузкой и строительные конструкции с проемами;
- 10 тип связи — через соседние помещения с большой пожарной нагрузкой через заделки проходок кабельных линий;
- 11 тип связи — через соседние помещения с большой пожарной нагрузкой по вентиляционным коммуникациям;
- 12 тип связи — через соседние помещения с большой пожарной нагрузкой через заделки проходок трубопроводных коммуникаций;
- 13 тип связи — через соседнее помещение общего пользования без пожарной нагрузки и категорий пожарной опасности «Г» или «Д», в которое выходят проемы из рассматриваемого помещения (в том числе коммуникационные проходки) и проемы из помещения пожара (например, таким помещением может быть коридор) или в котором проложены общие воздуховоды.

Условием безопасного останова и расхолаживания РУ при пожаре является обеспечение противопожарной устойчивости связей между участками размещения систем (элементов) разных каналов безопасности. В частности, для систем (элементов) двух каналов безопасности, расположенных в соседних помещениях

противопожарная устойчивость стены может быть обеспечения при соответствии требуемого и фактического предела огнестойкости.

Для расчета требуемых пределов огнестойкости конструкций предлагается:

- рассчитать теплофизические параметры возможного пожара - температурный режим и продолжительность пожара в каждом из рассматриваемых помещений;
- определить эквивалентную теплофизическим параметрам возможных пожаров продолжительность стандартного пожара, при котором проводятся испытания конструкций на огнестойкость;
- рассчитать требуемые пределы огнестойкости конструкций, ограждающих помещения.

Для большинства помещений оценка требуемых пределов огнестойкости может быть выполнена по методическим материалам, приведенным в [2]. Для экспресс оценки температурных режимов и продолжительности пожаров в помещениях предлагается использовать номограммы [3].

Фактические пределы огнестойкости конструкций предлагается рассчитывать по методике [4]. В частности, для несущих конструкций фактические пределы огнестойкости оцениваются по потере несущей способности исходя из принятых проектных решений по ширине колонн и балок и толщине плит перекрытия. Для оценки используются графики температуры прогрева бетона в плитах и стенах при одностороннем огневом воздействии стандартного пожара.

Идентификация векторов распространения пожара заключается в сопоставлении требуемых и фактических пределов огнестойкости конструкций. Мероприятия компенсирующие дефицит безопасности энергоблока при пожарах, должны обеспечить необходимую противопожарную устойчивость связей между участками размещения систем (элементов) разных каналов безопасности. Для несущих стен в качестве таких мероприятий могут рассматриваться повышение пределов огнестойкости и оборудование помещений установками пожаротушения.

Участки размещения систем (элементов) разных каналов безопасного останова и расхолаживания РУ,

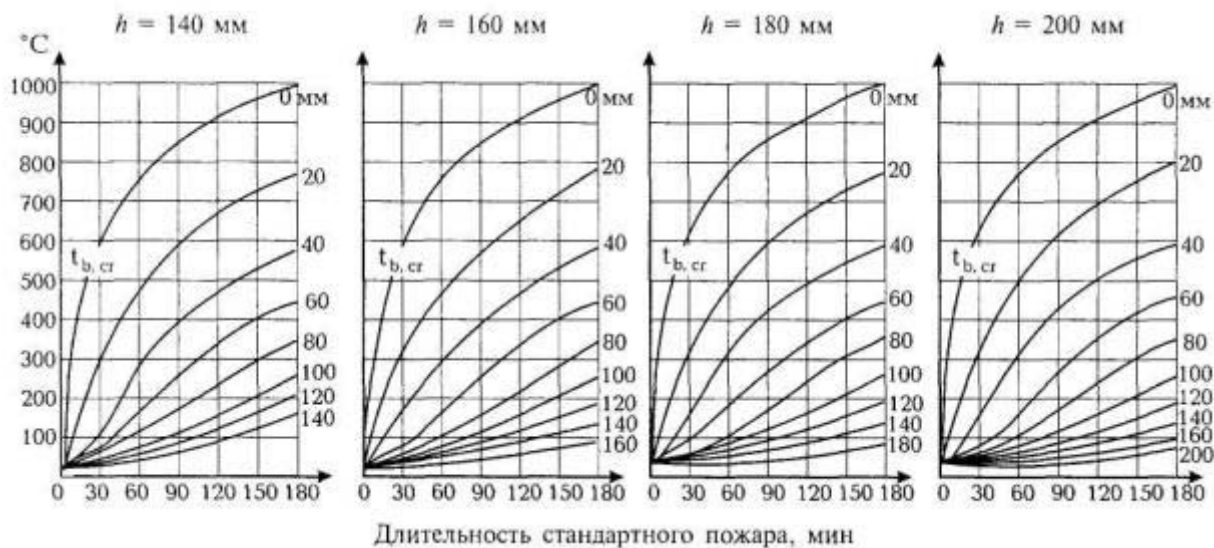


Рис. 2. Температура прогрева тяжелого бетона на силикатном заполнителе в плитах и стенах высотой сечения 140, 160, 180 и 200 мм при одностороннем огневом воздействии

разделенные безопасными расстояниями, и помещения (группы помещений в пределах одного канала) с системами (элементами) разных каналов безопасного останова и расхолаживания РУ, разделенные противопожарными преградами и барьерами, рассматриваются как пожарные зоны и пожарные отсеки, соответственно.

Количественным показателем достаточности мер по противопожарной защите помещений принимается уровень обеспечения пожарной безопасности  $10^{-6}$  отказов систем (элементов) безопасного останова и расхолаживания РУ в год.

В общем виде формула для расчета уровня пожарной безопасности имеет вид:

$$P_{пб} = P_{п} P_{пр} (1 - P_A) (1 - P_O) (1 - P_{по}) < 10^{-6} \text{ в год,}$$

где:  $P_{п}$  – частота пожара в помещении в год;  $P_{пр}$  – предельная допустимая вероятность отказов конструкций, ограждающих помещения, вентиляционных коробов, противопожарных клапанов на системах вентиляции и заделок коммуникационных проходок в соответствии с [2];  $P_A$  – вероятность выполнения задачи по тушению пожара в помещении автоматической установкой пожаротушения при ее наличии в помещении;  $P_O$  – вероятность выполнения задачи по тушению пожара в помещении огнетушителями;  $P_{по}$  – вероятность выполнения задачи по тушению пожара пожарными стволами.

Эффективность применения стационарных установок пожаротушения с автоматическим, автономным, дистанционным и ручным пуском по месту установки, первичных средств пожаротушения (огнетушителей и пожарных стволов от пожарных кранов внутреннего противопожарного водопровода) и стволов от передвижной пожарной техники должна подтверждаться возможностью включения их в работу по тушению пожара:

- огнетушителей до достижения в помещении критических для человека значений опасных факторов пожара;
- стационарных установок пожаротушения и пожарных стволов до завершения начальной стадии пожара.

При обосновании эффективности применения указанных технических средств ППЗ вероятность выполнения ими задачи по тушению пожара принимается:

- АУПТ, включение которых в работу не зависит сигнала автоматической пожарной сигнализации и АУПТ, обеспечивающих безопасность 0,9, для прочих установок 0,72;
- первичными средствами пожаротушения - в зависимости от скорости распространения горения по поверхности горючего материала в соответствии с таблицей 1.

**Таблица 1.** Вероятность тушения пожара огнетушителями

Скорость распространения горения, $V_1$ м/мин	0,35	0,54	0,69	0,8	0,9
Вероятность тушения пожара, $P_1$	0,85	0,79	0,46	0,27	0,12

- привозными средствами в зависимости от нормативного расхода воды на наружное пожаротушение и на основании данных о бесперебойности водоснабжения пожарного водопровода или насосами пожарных машин из водоемов в соответствии с таблицей 2.

**Таблица 2.** Вероятность тушения пожара пожарными стволами

Гарантированный расход воды, $q_n$ , л/с	15	20	30	40	60	100	160
Вероятность тушения пожара, $P_2$	0,5	0,6	0,75	0,85	0,95	0,99	0,999

При невозможности, по условиям технологии, применения в помещениях средств пожаротушения, требуемые пределы огнестойкости конструкций, ограждающих помещения, вентиляционных коробов, противопожарных клапанов на системах вентиляции и заделок коммуникационных проходок должны определяться исходя из допустимого отказа перечисленных элементов  $10^{-6}$  в год. При этом, двери помещений должны оборудоваться датчиками автоматического контроля закрытого положения с выдачей сигнала в помещение с постоянным пребыванием персонала.

#### Список литературы

1. НП 001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. МДС 21-1.98 Предотвращение распространения пожара. Пособие к СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений.
4. СТО 36554501-006-2006 Стандарт организации. Правила по обеспечению огнестойкости и огнестойкости железобетонных конструкций. ФГУП «НИЦ «Строительство». М. 2006.

## СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТОЙ ЭНЕРГОБЛОКА №3 (БН-600) БЕЛОЯРСКОЙ АЭС

*Носов Ю.В., Москалев К.В.*

*АО «Концерн Росэнергоатом» Белоярская АЭС*

### Общие положения

Ввиду ввода энергоблоков в различные промежутки времени на Белоярской АЭС образовались различные системы пожарной сигнализации и пожаротушения.

Оборудование активной противопожарной защиты поставлялось различными заводами СССР и России. Не смотря на то, что действовали одинаковые нормативные документы на выпуск однотипной продукции, по факту были несовпадения. Это говорило о том, что на АЭС и в концерне «Росэнергоатом» не было концепции и политики в этой области.

После образования службы пожарной (СПБ ТФ) концерна, началось резкое преобразование стратегии и тактики в области активной и пассивной пожарной безопасности, особенно по продлению срока службы, замене и модернизации систем активной противопожарной защиты, при активной поддержке руководства Белоярской АЭС.

## Первоначальный вариант противопожарной защиты (ППЗ) на блоке №3 Белоярской АЭС

Выполнен по результатам обследований систем пожарной сигнализации, систем пожаротушения, оповещения о пожаре с проведением замены и модернизации оборудования вышеперечисленных систем ППЗ по согласованию с Генпроектировщиком. Модернизация систем ППЗ проведена с полным обследованием кабельных трасс (оставлено в работе более 90% кабелей), системы и оборудование выполнены с учетом высоких требований по электромагнитной совместимости, сейсмостойкости, сложным температурным режимам, высокой влажности, с высокими радиационными полями и без изменения проектных алгоритмов при эксплуатации ППЗ. Для выполнения этих работ в вышеперечисленных условиях для АЭС были разработаны, модернизированы и сертифицированы приемно-контрольные приборы, промежуточные устройства, пожарные извещатели и программное обеспечение. Все это позволило закрыть узкие места не только, по требованиям норм и правил по пожарной безопасности, но и по технологическому оборудованию: на которые не распространяются эти нормы и правила, но есть риск возникновения возгораний. [4, 5, 10]

Например:

Внедрение новой системы пожарной сигнализации в помещениях блока №3 позволило:

- выполнить постоянный мониторинг температуры в кабельных помещениях;
- повысить надежность и избирательность пожарной сигнализации, за счет разделения шлейфов на два канала по питанию и управлению;
- исключить ложные срабатывания пожарных извещателей за счет внедрения системы подогрева в кабельных помещениях с повышенной влажностью;
- уменьшить дозовые нагрузки по радиационной безопасности на обслуживающий персонал;
- повысить надежность работы основного технологического оборудования, установив пожарную сигнализацию на ГЦН-1,2 и в воздуховодах САРХ ВТО, где возможно соприкосновение натрия с воздухом и водой. [1, 6, 10, 11]

### Система контроля и управления противопожарной защиты (СКУ ПЗ) на блоке №3 Белоярской АЭС

СКУ ПЗ включает в себя первоначальный вариант противопожарной защиты плюс:

- проведена модернизация с полной заменой шкафов управления и шкафов АВР систем водяного, газового пожаротушения, модульных систем пожаротушения ТРВ, систем пожаротушения «BONPET», системы оповещения и управления эвакуацией при пожаре и управление лифтами при пожаре;
- постоянный мониторинг температуры в кабельных помещениях и помещениях КРУ-6кВ и РУСН-0,4кВ;
- постоянный мониторинг состояния электроарматуры системы водяного пожаротушения, при котором при срабатывании любого направления пожаротушения, на автоматизированном рабочем месте (АРМ) оперативного персонала появляется схема в цвете поступления огнетушащего вещества;

- доработка программного обеспечения систем противопожарной защиты;
- выполнена информационная функция с выводом пожарной нагрузки по пожароопасным помещениям на АРМ оперативного персонала.

В информационную функцию СКУ ПЗ входит [8, 11]:

1. Сбор и обработка информации о видах, объемах и способах размещения горючих веществ и материалов: реализуется путем занесения в базу данных параметров наполненности емкостей с горючими веществами и отображении данной информации на мониторе №2 АРМ оперативного персонала.

2. Контроль параметров среды в помещениях, зданиях и сооружениях, где возможно образование горючих и взрывоопасных сред, представление информации об образовании горючих и взрывоопасных сред: на данный момент функция не используется, ввиду отсутствия в проекте датчиков горючих и взрывоопасных средств на технологическом оборудовании на блоке №3. Возможность имеется. Работы ведутся, (в 2017г выполнено в трех помещениях барабанов отработанных сборок), разработан проект и начинается в 2018г его реализация по водородной взрывозащищенности в помещениях и на оборудовании содержащих натрий. Срок окончания работ 2022год.

3. Выполнение расчетов по паспортизации веществ, материалов, изделий, технологических процессов и объектов, оценка их пожарной опасности: реализуется путем занесения в базу данных карточек пожаротушения помещений энергоблока №3 и отображении их на мониторе АРМ оперативного персонала.

4. Сбор и обработка информации об условиях эксплуатации электрооборудования и кабельных трасс, их работе и неисправностях: не производится, ввиду отсутствия СКУ ЭТО.

5. Выполнение расчетов по прогнозированию пожарной обстановки на различных этапах пожара: осуществляется в виде оперативного мониторинга автоматической адресной пожарной сигнализации, принимаемая во внимание информация карточек пожаротушения помещений энергоблока №3, отображаемую их на мониторе №2 АРМ оперативного персонала.

6. Сбор и обработка информации от пожарных извещателей осуществляется в виде оперативного мониторинга автоматической адресной пожарной сигнализации, принимаемая во внимание информация карточек пожаротушения помещений энергоблока №3, отображаемую их на мониторе №2 АРМ оперативного персонала.

7. Сбор и обработка информации от датчиков, характеризующих технологические параметры работы оборудования систем пожаротушения: система осуществляет сбор и обработку дискретных сигналов, включая: контроль сигналов срабатывания средств пожарной сигнализации, контроль технологических параметров систем пожаротушения, контроль сигналов о местном пуске систем пожаротушения.

8. Аварийная и технологическая световая и звуковая сигнализация о возникновении пожара, а также выдача этой информации на щиты управления блоком: комплекс технических средств СКУ ПЗ содержит существующие средства светового и звукового оповещения персонала с выводом информации на щиты управления: БЩУ-3, ГЩУ и РПУ.

9. Представление информации об обнаружении пожара и работе средств противопожарной защиты по его ликвидации; сбор информации о ее состоянии: система

осуществляет предоставление информации на мониторе в виде видеокладов о противопожарном состоянии защищаемых помещений, о технологических параметрах и работе систем пожаротушения, о состоянии оборудования систем пожаротушения и положении огнезадерживающих клапанов.

10. Фиксирование неисправностей и срабатывания автоматических автономных (локальных и индивидуальных) установок пожаротушения: Система обладает функцией самодиагностики и обеспечивает передачу информации об отказах и о срабатывании АУПТ. Так же в программном комплексе ведется журнал событий по каждому из объектов.

11. Представление обобщенной информации о комплексной готовности систем пожаротушения с возможностью расшифровки не готового к работе оборудования: отображается состояние насосной станции включающее в себя информацию о давлении в системе состояние насосов и др., противопожарные модули контроля и управления и их состояние:

- изображение задвижек, клапанов и их состояние (для разных типов свое изображение);
- изображение состояния зоны пожаротушения.

12. Обмен информацией с СКУ АС для архива, регистрация аварийных ситуаций для получения информации о работе систем вентиляции и других систем, связанных с автоматическими установками противопожарной защиты и изменяющих режим работы при возникновении пожара в том или ином помещении: не производится, ввиду отсутствия СКУ АС.

13. Сбор и обработка информации о нарушениях правил пожарной безопасности: реализовано в виде оперативного мониторинга информации о заполненности емкостей с горючими веществами помещений энергоблока №3, отображаемую на мониторе №2 АРМ оперативного персонала.

14. Информационная поддержка персонала, обеспечивающего тушение пожара и проведение необходимых технологических операций (аварийный слив горючих жидкостей, управление отсечными устройствами на коммуникациях, обесточивание электрических цепей и т.д.), на различных этапах: Выполнена за счет визуализации на мониторе №2 Рубеж-АРМ НСС-2 (НСЭЦ-2) карточек пожаротушения, в которых указана последовательность действий персонала при тушении пожара в каждом конкретном помещении.

15. Сбор и обработка информации о состоянии путей эвакуации и системах дымоудаления (систем общепромышленной вентиляции для удаления продуктов горения при пожаре) с выдачей ее пожарной охране: данное требование выполняется в части обработки информации о состоянии систем общепромышленной вентиляции для удаления продуктов горения после пожара.

16. Оповещение персонала о пожаре: система осуществляет включение системы речевого оповещения персонала посредством существующей системы «Jedia», а так же систем светового оповещения.

17. Формирование команд автоматического и дистанционного управления средствами и установками пожаротушения при обнаружении пожара: реализованы различные варианты управления системами пожаротушения (водяного, газового, порошкового). Имеется автоматический запуск и дистанционный.

18. Обеспечение приоритетности и блокировки при подаче огнетушащих веществ в несколько направлений, реализация заданной последовательности пуска и

останова оборудования пожаротушения: реализовано на программном уровне.

Реализованы различные блокировки подачи ОТВ в зависимости от состояния защищаемого оборудования.

19. Автоматическая подпитка баков запаса воды: не производится, ввиду отсутствия баков запаса воды.

20. Автоматическое и дистанционное управление установками дымоудаления и вентиляции при пожаре: реализовано в приборах управления.

21. Приведение противопожарного оборудования в исходное состояние после окончания тушения пожара: после сброса сигнала «ПОЖАР» на приборах пожарной сигнализации, происходит возврат основных систем в дежурное состояние (водяное пожаротушение, задвижки, вентиляция).

## Выводы

Система контроля и управления противопожарной защитой (СКУ ПЗ) блока №3 на базе оборудования «КБ Противопожарная автоматика» группы компаний «РУБЕЖ» является системой повышенной надежности, разработанной специально для использования на атомных электростанциях, обеспечивает постоянную диагностику всех элементов, входящих в эту систему, обеспечивает ранее обнаружение и тушения пожаров на первоначальной стадии его развития.

Все это существенно снижает уровень пожарного риска для людей, находящихся в помещениях, зданий и сооружений блока №3 Белоярской АЭС.

## Список литературы

1. Федеральный закон 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Правила противопожарного режима в Российской Федерации.
3. Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций. ППБ-АС-2011.
4. ГОСТ Р 50775-95. Системы тревожной сигнализации. Часть 1. Общие требования. Раздел 1. Общие положения.
5. ГОСТ Р 50776-95. Системы тревожной сигнализации. Часть 1. Общие требования. Раздел 4. Руководство по проектированию, монтажу и техническому обслуживанию.
6. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. НП-001-015.
7. НПБ 113-03. Пожарная безопасность атомных станций. Общие требования.
8. НПБ 114-2002. Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования.
9. НПБ 88-2011. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
10. Аспирационные дымовые пожарные извещатели VES-DA. Рекомендации. Часть 1. Общие положения, М., 2003.
11. СП 13.131.30.2009. Атомные станции. Требования пожарной безопасности.

# ПОВЫШЕНИЕ ВОДОРОДНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВВЭР СЕПАРАЦИЕЙ ВОДОРОДА ЧЕРЕЗ НИКЕЛЕВУЮ МЕМБРАНУ И ПОГЛОЩЕНИЕМ ЦИРКОНИЕМ

Белозеров В.И., Демирджи М., Колукысаоглу Я., Орлов А.В., Орлова Е.А., Чусов И.А.  
Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

## Введение

Обеспечение водородной безопасности — одно из наиболее важных условий общего обоснования безопасности АЭС. Анализ распространения и накопления водорода показал, что отсутствие мер по управлению водородной ситуацией может привести к образованию горючих смесей с возможностью медленного и быстрого горения (а в некоторых случаях и детонации) в достаточно больших объемах.

Взрыв ВПВС опасен возможностью разрушения строительных конструкций защитной оболочки из-за повышения давления в гермооболочке до 1,0 — 1,2 МПа (например, при взрыве водородсодержащей среды при испытаниях опытного образца дожигателя водорода на стенде ЦНИИМАШ (Россия) зафиксировано значение давления намного больше допустимого давления 0,5 МПа) [1].

В состоянии «останов для ремонта» и в переходных режимах газообразный водород выделяется в полостях оборудования реакторной установки (в реакторе (под крышкой реактора, в чехлах СУЗ), ГЦН, КД и коллекторах ПГ) [2].

При проектных авариях не создаются условия для возникновения пароциркониевой реакции в активной зоне реактора. Помимо проектных аварий наибольшей серьезной опасностью являются тяжелые запроектные аварии с повреждением активной зоны, сопровождающиеся окислительными реакциями с цирконием и сталью с выделением водорода [3].

Для обеспечения водородной безопасности АЭС требуется разработка специальных технических средств управления авариями.

Основными источниками водорода на АЭС являются: радиационно-химическое образование водорода в теплоносителе 1-го контура (радиолиз внутриконтурного теплоносителя; разложение гидразина и аммиака; коррозия нержавеющей и углеродистых сталей; радиолиз пара в герметичных помещениях); пароциркониевая реакция; окисление металла; СО эффект. В аварийных процессах при расплавлении активной зоны вода начинает кипеть и возникающая при этом пленка препятствует теплопередаче и ведет тем самым уже в первые секунды с начала аварии к повышению температуры топливных сборок. Если в ходе этого процесса температура оболочки тепловыделяющего элемента превышает 1170 К, происходит интенсивное образование водорода в результате реакции циркония оболочки с водой и паром [3].

Для перевода кислорода и водорода в воду используют систему дожигания водорода с каталитическим окислением (сжиганием) водорода в газовой смеси, поступающей из деаэратора подпитки ТК10В01 [4,5].

Применение платинового катализатора позволяет дожигать водород при концентрациях значительно меньших предела взрывоопасности смеси, тем самым, предотвращая образование взрывоопасной концентрации водорода в газовой смеси, поступающей на спецгазоочистку (СГО) [5].

На АЭС с РУ ВВЭР — 1000 зафиксировано три случая детонации взрывоопасной смеси [2]:

- Калининская АЭС энергоблок №1 — 31.08.1989г:
  - произошел взрыв водорода под крышкой реактора ввиду непринятия мер по исключению накопления водорода из-за радиолиза;
- Запорожская АЭС энергоблок №1 — 19.01.1991г.:
  - взрыв водорода в коллекторе ПГ энергоблока №1 вследствие недостаточной вентиляции первого контура при ремонте;
- Калининская АЭС энергоблок №3 — 26.11.2011г.:
  - при проведении проверки плотности оборудования реакторной установки произошел взрыв водорода в верхних частях чехлов приводов СУЗ.

Для преодоления и/или смягчения последствий аварии необходимо принятие мер направленных на уменьшение давления среды и концентрации водорода в объеме защитной оболочки после перехода аварии в тяжёлую фазу [6]

В настоящей работе предлагается наряду с дожиганием водорода или вместо него сепарировать водород из пароводородной среды с помощью мембраны, состоящей из нескольких модулей никелевых трубок, и связать его в виде соединения  $ZrH_2$ , используя специальную конструкцию из фольги циркония.

## Кинетика выделения водорода

Наиболее интенсивно водород может выделяться при запроектной аварии с пароциркониевой реакцией [7]. Разработку конструкции поглотителя проводили ориентируясь именно на это максимальное количество водорода.

Кинетика этой реакции описывается уравнением Бейкера-Джаста:

$$dN/dt = 1,1 \times 10^{-5} [S(t) k_{Zr}]^{0,5} t^{-0,5}, \text{ моль } H_2 / \text{с} \quad (1)$$

где  $N$  - число молей водорода;  $S(t)$  - площадь циркония, контактирующего с водяным паром, равная  $5,2 \times 10^3 \text{ м}^2$  для реакторов ВВЭР-1000, ВВЭР-1200;  $t$  - время, с.

Значение константы скорости  $k_{Zr}$  принималось в соответствии с рекомендацией МАГАТЭ равным

$$k_{Zr} = 3,33 \times 10^7 \exp[-190190/RT_K], \quad (3)$$

где  $R$  - универсальная газовая постоянная, Дж/(моль×К);  $T_K$  - температура твэлов, К.

При расчетах принималось, что температура при аварии изменялась по закону

$$T_K = T_{K0} + at, \quad (4)$$

где  $t$  - время, с;  $a$  - коэффициент, характеризующий скорость нарастания температуры принят равным 10 К/с;  $T_{K0} = 573 \text{ К}$  - номинальная температура твэлов.

Кинетика накопления водорода при пароциркониевой реакции представлена на рис. 1 и 2.

Объем внутренней оболочки ВВЭР 1200 составляет 65000 м<sup>3</sup>

Зависимость среднего значения давления водорода при пароциркониевой реакции от времени представлена на рис. 3. Среднее давление водорода внутри оболоч-

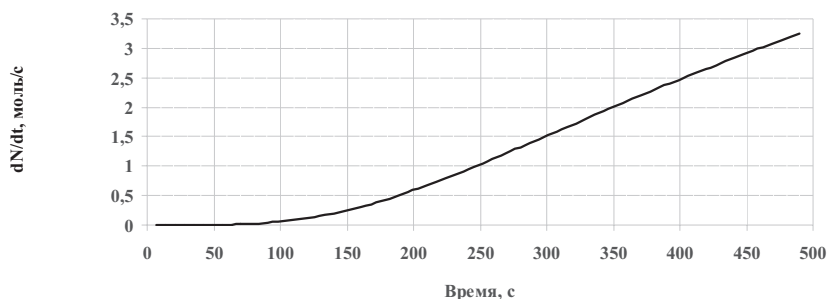


Рис. 1. Зависимость скорости генерации водорода от времени

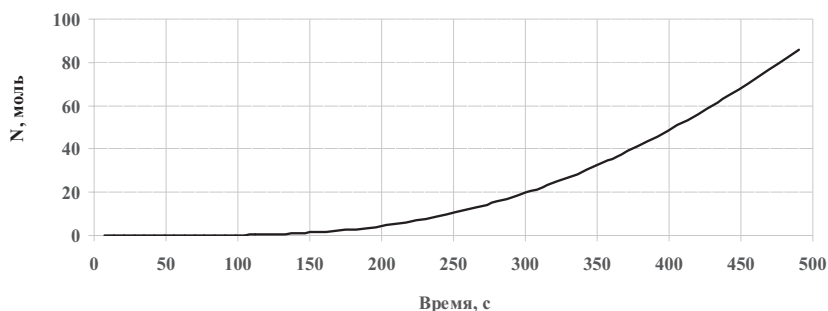


Рис. 2. Накопление водорода при парциркониевой реакции

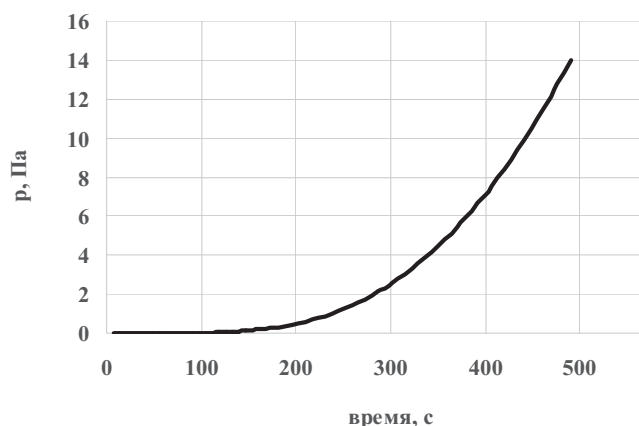


Рис. 3. Зависимость среднего давления водорода внутри оболочки от времени протекания парциркониевой реакции

ки составит 1 Па через 250 с развития аварийной ситуации и 14 Па через 500 с (рис. 3).

В объеме внутренней оболочки в силу легкости водорода будет происходить его перераспределение по высоте и водород будет скапливаться в верхней части оболочки.

Для оценки возможности сепарации водорода через никелевую мембрану приняты значения давления водорода равной  $10^5$  Па.

### Сепарация водорода

Для сепарации водорода из пароводородной смеси можно использовать никелевую мембрану.

Изучению проницаемости водорода через никелевую мембрану посвящен ряд работ [8-12].

На входной стороне устанавливается равновесная концентрация водорода, удовлетворяющая закону Сиверта:

$$C_0 = L \sqrt{p_0}$$

где  $C_0$  – концентрация водорода в приповерхностных слоях выходной стороны мембраны;  $L$  – константа Сиверта;  $p_0$  – давление на входной стороне мембраны.

Уравнение, описывающее кинетику медленной межфазной реакции на выходной стороне мембраны, имеет вид:

$$J_n = k C_i^2$$

где  $C_i$  – концентрация водорода в приповерхностных слоях выходной стороны мембраны;  $k$  – константа скорости межфазной реакции.

Концентрация на выходной стороне мембраны определяется из уравнения скорости межфазовой реакции:

$$C_i = \sqrt{J_n / k}$$

Решение уравнения Фика для потока водорода  $J_1$ , с коэффициентом диффузии, не зависящим от концентрации, для стационарного случая имеет вид:

$$J_1 := \frac{D}{2\sqrt{k}\delta} + \sqrt{\left(\frac{D}{2\sqrt{k}\delta}\right)^2 + \frac{D}{\delta} \cdot (L\sqrt{p_1})}$$

где  $D$  – коэффициент диффузии;  $d$  – толщина мембраны. Значения коэффициентов  $D$ ,  $L$ ,  $k$  приняты согласно приведенным в работе [11].

Зависимость потока водорода через никелевую мембрану от обратной температуры и давления водорода на входе (в предположении, что на выходе водород поглощается цирконием и его концентрацию можно принять равной нулю) представлена на рисунке 4.

Сепарацию водорода предложено осуществлять, использованием никелевых трубок  $\varnothing 7 \times 0,5$  мм, хорошо зарекомендовавших себя в качестве мембраны для своевременного обнаружения аварийной ситуации течи воды в натрий в АЭС БН-600 детектированием образующегося при этом водорода.

При температуре сепаратора 673 К и давлении водорода  $10^5$  Па для проведения потока водорода, достигающего значения через 250 с парциркониевой реакции (1 моль/с) через никелевые трубки длиной 1 м требуется 1000 трубок.

### Циркониевый поглотитель водорода

Изобарно-изотермический потенциал реакции образования  $ZrO_2$  из  $Zr$  и  $O_2$  имеет существенно более отрицательное значение, чем потенциал реакции образования  $ZrH_2$  из  $Zr$  и  $H_2$ , следовательно, в присутствии

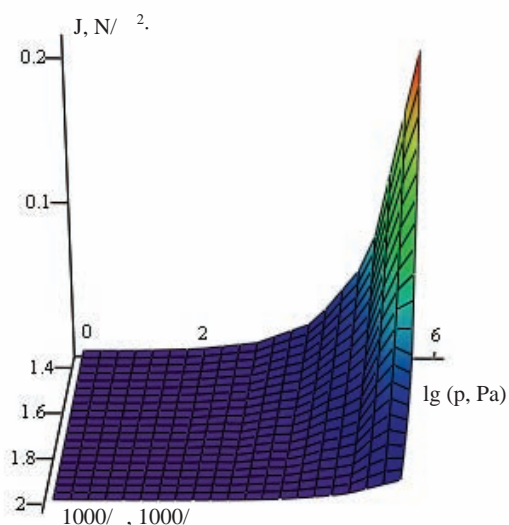


Рис. 4. Зависимость потока водорода через никелевую мембрану от обратной температуры и давления

кислорода цирконий будет преимущественно взаимодействовать с кислородом.

В то же время, циркониевая ловушка, в отсутствие других газов будет интенсивно сепарировать водород. Взаимодействие водорода с цирконием описано в работах [12-16].

Проведен расчет потока водорода, поглощенного цирконием в зависимости от температуры и времени по данным коэффициента диффузии водорода (протия) в сплаве циркония Э110, полученному методом радиолюминографии И.Г. Лесиной, В.Б. Ивановым, Я.В. Сергеевой [16]:

$$D_H = (1,07 \pm 0,47) \cdot 10^{-7} \exp(-3633,3 \pm 931,0 / T)$$

где  $D_H$  – коэффициент диффузии водорода (протия),  $m^2/c$ ;  $T$  – температура, К

На рис. 5–7 представлены значения концентрации водорода в цирконии, и потока, поглощенного цирконием водорода в зависимости от температуры и времени.

Плотность  $ZrH_2$  приняли равной  $5,56 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$

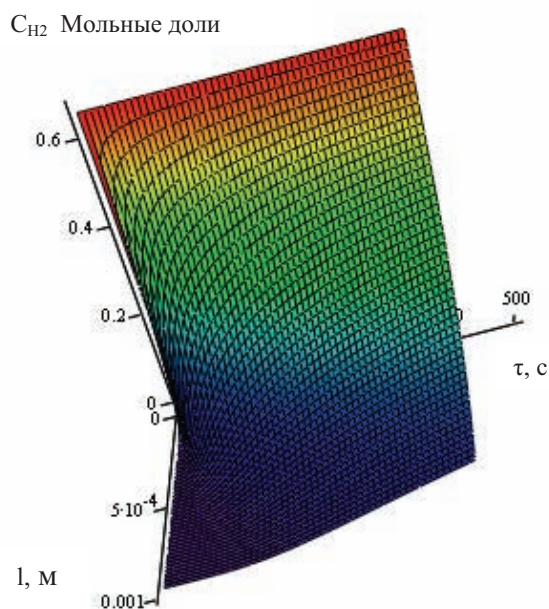


Рис. 5. Распределение водорода в цирконии по глубине в зависимости от времени при температуре 673 К

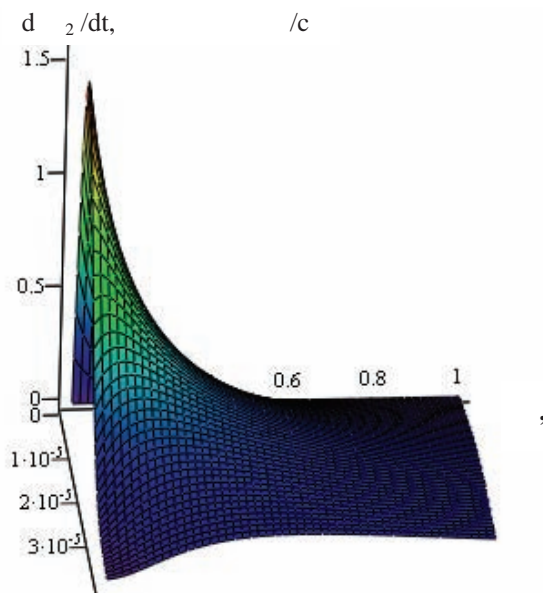


Рис. 6. Зависимость потока поглощаемого цирконием в газовой фазе водорода от температуры и времени менее 1с

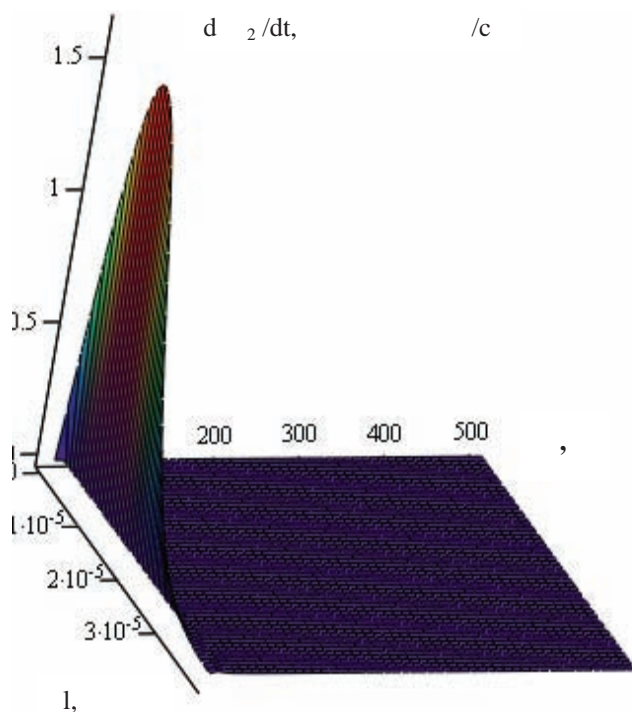


Рис. 7. Зависимость потока поглощаемого цирконием в газовой фазе водорода от температуры и времени до 500 с

Для поглощения потока водорода до 1 моль/с (суммарное количество за 250 с составляет 75 г-молей), производимого при парациркониевой реакции за 250 с и сепарируемого никелевой мембраной необходимо использовать  $14 \text{ м}^2$  циркония при температуре 673 К.

На основании проведенных расчетов предложена конструкция устройства, состоящего из никелевой сепаратора водорода и циркониевого поглотителя.

## Принципиальная схема ВВЭР-1200 и выбор места расположения конструкции для сепарации водорода

В период выхода водорода при аварии имеет место достаточно равномерное его распределение по герметичным помещениям за исключением тех объемов, в которые направлен выброс. В связи с этим, за основной принцип размещения устройства было выбрано обеспечение приблизительно равномерной их производительности по помещениям компенсатора объема и помещение барботажного бака, которые являются зоной повышенной концентрации водорода.

### Разработка конструкции поглотителя водорода

Предложенная конструкция устройства состоит из сепаратора и поглотителя водорода.

Механизм закрыт с обеих сторон крышкой, к которой приварена каждая никелевая мембрана (трубка). Мембраны способны пропускать только водород и его

изотопы, задерживая все остальные газы. Транспорт происходит за счет взаимодействия водорода с никелевой мембраной. Молекулярный водород растворяется в никеле, диссоциирует на атомы и диффундирует через мембрану, через выходное отверстие направляется в циркониевый поглотитель.

Конструкция устройства для сепарации водорода состоит из 1000 никелевых трубок. Диффузионная поверхность набрана из трубок  $\varnothing 7 \times 0,5$  мм.

### Выводы

1. Работа поставлена в обоснование нового способа повышения водородной безопасности в реакторах на тепловых нейтронах с водным теплоносителем:

- в режиме нормальной эксплуатации при выделении водорода вследствие разложения воды или пара под действием облучения в активной зоне реактора;
- при запроектной аварии с осушением активной зоны с выделением водорода в термохимических реакциях пара с цирконием, топливом, конструкционными материалами и топлива с бетоном.

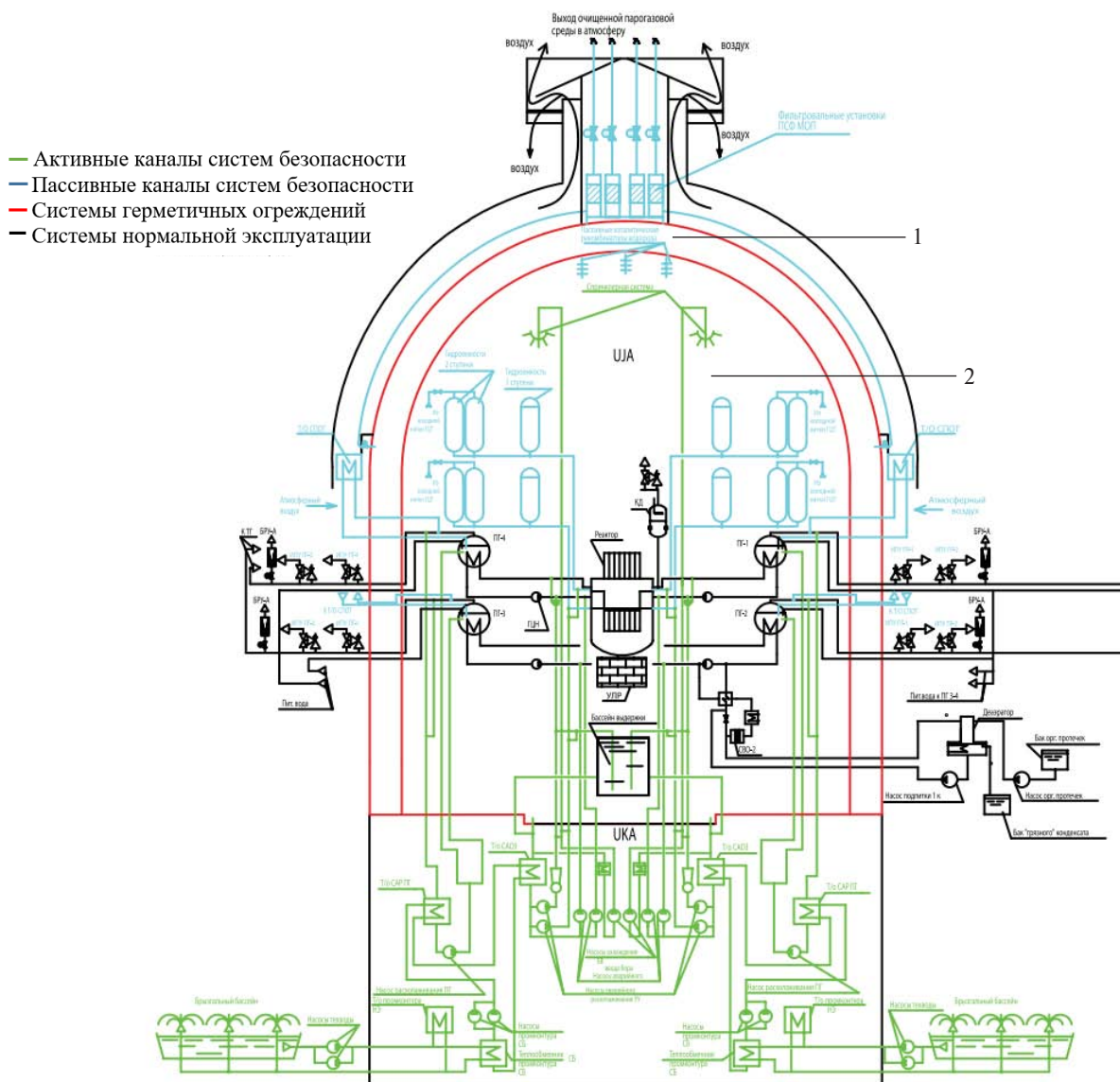


Рис. 8. Принципиальная схема ВВЭР-1200 [18]. 1 – пассивные каталитические рекомбинаторы водорода; 2 – фильтровальные установки





Рис. 9. Общий вид секции устройства для сепарации водорода, торец

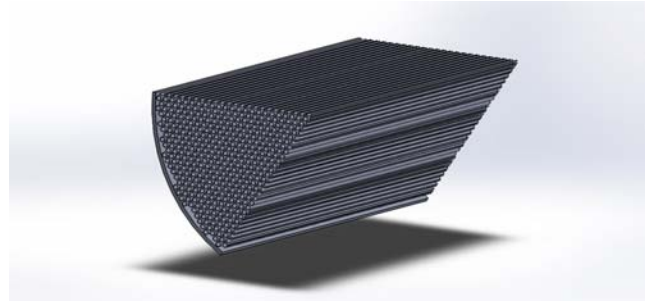


Рис. 10. Сектор устройства для сепарации водорода, продольное сечение

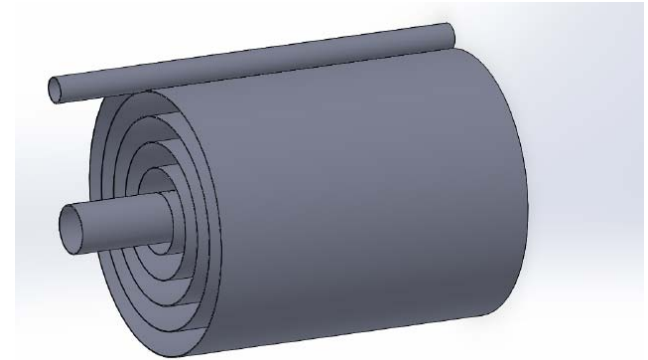


Рис. 11. Конструкция циркониевого поглотителя водорода

2. Предложено наряду с дожиганием водорода или вместо него сепарировать водород из пароводородной среды с помощью мембраны, состоящей из никелевых трубок, и связать его в виде соединения  $ZrH_2$ , используя специальную конструкцию из фольги циркония.

3. При температуре сепаратора 673 К и давлении водорода  $10^5$  Па для проведения потока водорода, достигающего максимального значения через 250 с начала пароциркониевой реакции (1 моль/с) через никелевые трубки длиной 1 м требуется 1000 трубок диаметром 7 мм.

4. Для поглощения водорода 1 моль/с, производимого при пароциркониевой реакции за 250 с и сепарируемого никелевой мембраной необходимо использовать  $14 \text{ м}^2$  циркония при температуре 673 К.

5. На основании проведенных расчетов впервые в атомной энергетике предложена конструкция устройства, состоящего из никелевого сепаратора водорода и циркониевого поглотителя, способного решить проблему пожаро - взрывоопасности водорода даже при запроектной аварии с протеканием пароциркониевой реакции.

#### Список литературы

1. Скалзубов В.И., Васильченко В.Н., Ващенко В.Н., Яровой. С.С./ Состояние вопросов моделирования взрывобезопасности при тяжелых авариях на АЭС с ВВЭР/ Украина, 2012 г.
2. Рабенков Е.С. Выделение водорода из теплоносителя первого контура РУ / ВВЭР-1000 --Часть 1, 2014.
3. Семашко С.Е. Безлепки В.В. Мероприятия по обеспечению водородной взрывобезопасности для энергоблоков № 1, 2 Кольской АЭС ВВЭР-440/230. – Подольск: ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2005.
4. Министерство Российской Федерации по атомной энергии. Концерн «Росэнергоатом». Балаковская Атомная Электростанция. СЛУЖБА ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА. Технологические системы реакторного отделения ВВЭР-1000 с РУ.В- 320. Часть 2. Вспомогательные системы

5. Балаковская Атомная Станция. Центр подготовки персонала. Технологические системы реакторного отделения, Система дожигания водорода TS10, р. 247-256. 2000.

6. Обеспечение локализирующих функций защитной оболочки НВ АЭС – 2 (АЭС 2006) при ЗПА с течами из реакторной установки В-392 М». Д.И.Козлов, С.А.Константинов, М.Б.Мальцев, В.Г.Пересадько ФГУП «Атомэнергопроект», Москва, В.Б.Проклов, С.С.Пылев ИПБ ЯЭ РНЦ «Курчатовский институт» Москва.

7. С. А. Кабакчи, Г. П. Булгакова»Радиационная химия в ядерном топливном цикле. Учебное пособие» (М.: изд. центр РХТУ им. Д. И. Менделеева, 1997. Электронный ресурс <http://www.chemnet.ru/rus/teaching/kabakchi/9.html>.

8. Маккей К. Водородные соединения металлов. Изд-во: М.: Мир. 1968. 244с.

9. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: Справ. изд./ Д.Ю. Гамбург, В.П. Семенов, Н.Ф. Дубовкин, Л.Н. Смирнова; Под ред. Д.Ю. Гамбурга, Н.Ф. Дубовкина. – М.: Химия, 1989. 672с.

10. Химия: Энциклопедия. Под ред. И.Л. Кнунянц. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2003. 972с.

11. Магазин И.О. Моделирование процесса диффузии водорода сквозь металлические мембраны. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. физ.-мат. наук. Владимир. 2006

12. Газы и углерод в металлах: пер. с нем. / Е. Фромм, Е. Гебхардт. - Москва: Металлургия, 1980. 701с.

13. Т.П. Черняева, А.В. Остапов. Водород в цирконии. Часть 1. Технический комплекс «Ядерный топливный цикл» ННЦХФТИ, Харьков, Украина

14. Черняева А.В. Водород в цирконии, Часть 1 Т.П. 24 ISSN 1562-6016 ВАНТ. 2013. №5(87).

15. Колачев Б.А., Ильин А.А., Лавренко В.А., Левинский Ю.В. Гидридные системы: Справ. Изд. – М.: Металлургия, 1992.

16. И.Г. Лесина, В.Б. Иванов, Я.В. Сергеечева. Исследование взаимодействия изотопов водорода со сплавами циркония  $\text{E}110$  и  $\text{E}635$  методом радиолюминесценции. / Сб. тезисов докладов Всероссийской научно-технической конференции «Материалы ядерной техники» (МАЯТ – 2014). – Звенигород 7-9 октября 2014: ВНИИНМ, 2014. – С. 34-35.

17. Гидрид циркония. Википедия.// Сайт «ru.wikipedia.org» [Электронный ресурс] Режим доступа [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%B8%D0%B4\\_%D1%86%D0%B8%D1%80%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%8F](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B8%D0%B4%D1%80%D0%B8%D0%B4_%D1%86%D0%B8%D1%80%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%8F) (дата посещения 07.03.2018).

18. Первый ВВЭР-1200 на минимальном контролируемом уровне мощности // Сайт «LiveJournal» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://tnenergy.livejournal.com/59824.html> (дата посещения – 14.10.2017).

## ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ УНИКАЛЬНЫХ И СЛОЖНЫХ ОБЪЕКТОВ: ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ. ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

*Лейхнер А.В.*

*Группа Компаний «Пожтехника»*

К особо опасным и технически сложным объектам относятся:

- 1) объекты использования атомной энергии
- 2) гидротехнические сооружения первого и второго классов,
- 3) сооружения связи,
- 4) линии электропередачи и иные объекты электросетевого хозяйства напряжением 330 киловольт и более;
- 5) объекты космической инфраструктуры;
- 6) объекты авиационной инфраструктуры;
- 7) объекты инфраструктуры железнодорожного транспорта общего пользования;
- 8) метрополитены;
- 9) морские порты,
- 10) тепловые электростанции мощностью 150 мегаватт и выше;

Очень часто нас приглашают наши уважаемые заказчики и коллеги на так называемое завершение объекта, который был «как-то, кем-то сделан», затем брошен, общие идеи и решения потеряны, и вот теперь на объекте существует порознь дюжина различных сложных и дорогостоящих систем, которые никак между собой не связаны. Хорошо, еще если сами системы функционируют и отвечают требованиям норм и правил, а если нет?..

Из каждой подобной ситуации выходят по мере собственных сил и средств: кто-то, привлекая сторонних специалистов, кто-то пытается взять измором нерадивых подрядчиков, кто-то перекладывает проблемы на службу эксплуатации.

Но что сделать, для того, чтобы избежать появления подобных ситуаций? В высокотехнологичных ЦОДах, в многолюдном метрополитене, в абсолютном большинстве случаев, для того чтобы свести к минимуму шанс появления проблем подобного вышеописанного ГК «Пожтехника» рекомендует соблюдать последовательность следующих этапов:

## 1. Концепция

Разработка любого объекта начинается с концепции, которая, впоследствии является частью конкурсной документации генерального проектировщика. Целью разработки концепции является получение основных Технико-Экономических Показателей объекта; определение основных нормативных документов, требованиям которых должен отвечать объект; описание общих технических решений и взаимодействия между инженерными системами; разработка основных организационных мероприятий.

Крайне важная деталь данного этапа – определение основных нормативных документов и их анализ в отношении конкретного объекта.

Основные федеральные:

- Технический регламент ФЗ №123 (в ред. ФЗ №117)
- Своды правил:
- СП 13.13130.2009 Атомные станции. Требования пожарной безопасности;
- СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения;
- СП 120.13330.2012 Метрополитены. Актуализированная редакция СНиП 32-02-2003;
- СП 121.13330.2012 Аэродромы. Актуализированная редакция СНиП 32-03-96;
- СП122.13330.2012 Тоннели железнодорожные и автотодорожные. Актуализированная редакция СНиП 32-04-97.
- ФЗ №384 Технический регламент о безопасности зданий и сооружений.
- Основные ведомственные:
- ВМПБ 001-01 – ЦБ РФ.
- ВСН21 – Министерство обороны.
- ПНАЭ Г-01-011-97 – Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
- НПБ 114-2002 Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования.

Что делать, если необходимых норм или их положений нет или по независящим от нас причинам исполнить требование документации невозможно?

Согласно п.8 статья 6 ФЗ №384 в случае, если для подготовки проектной документации требуется отступление от требований, установленных сводами правил, недостаточно требований к надежности и безопасности или такие требования не установлены, подготовка проектной документации и строительство здания или сооружения осуществляются в соответствии со специальными техническими условиями.

Цель разработки СТУ – обеспечение с помощью компенсирующих мероприятий необходимый уровень пожарной безопасности объекта.

Разработка и согласование СТУ это длительный (от 2 до 5 месяцев) процесс, поэтому для достижения требуемого результата необходима слаженная работа различных специалистов: пожарных, архитекторов, конструкторов, инженеров по вентиляции и дымоудалению.

Вопросы, по причине которых чаще всего разрабатываются СТУ:

Превышение нормативной площади пожарных отсеков (как правило, применимо к Торговым и Бизнес Центрам, стадионам)

Невозможность выполнения требований норм в части генерального проектирования земельного участка, а именно: невозможность выдержать установленные нормами противопожарных расстояний между здани-

ями и сооружениями; невозможность предусмотреть нормативно установленные проезды и подъезды для пожарной техники к зданию и сооружению.

Использование особых технических решений в системах пожаротушения и пожарной сигнализации (тушение складов со стеллажами, высотой более 5,5 м; применение тонкораспыленного пожаротушения; использование пожарных извещателей на высоте более 21 м; тушение складов с хранением лекарственных средств или химических производств.)

Отступление от требований нормативных документов в части устройства эвакуационных путей и выходов (для реконструируемых объектов).

Отсутствие нормативных значений по определению расхода воды на цели наружного пожаротушения для жилых и общественных зданий объемом более 150 000 м<sup>3</sup>, производственных и складских объемом более 800 000 м<sup>3</sup>

Необходимо понимать, что согласованные СТУ имеют статус документа обязательного к исполнению и не соблюдение его требований на этапе проектирования и эксплуатации объекта может иметь негативные последствия.

Фактически только компании с опытом реализации «вживую» сложных объектов могут грамотно подготовить концепцию, предусмотрев мероприятия, которые помогут избежать подводных камней и мин замедленного действия на дальнейших этапах.

## 2. Проектная и рабочая документация.

Необходима для передачи на экспертизу и получения заключения. На основании Положительного заключения экспертизы принимается решение о получении разрешения на строительство.

При подготовке проектной документации важно следовать решениям, принятым в рамках концепции и разработанных СТУ (если СТУ разрабатывались), поскольку подход «пройдем экспертизу, на этапе рабочей документации разберемся» закладывает мину замедленного действия. Очень часто Заказчик вынужден проходить экспертизу повторно, т.к. на этапе рабочей документации появляются разного рода отступления от решений стадии П.

Состав проектной документации определен Постановлением Правительства РФ №87.

Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» должен содержать:

### в текстовой части

а) описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта капитального строительства;

б) обоснование противопожарных расстояний между зданиями, сооружениями и наружными установками, обеспечивающих пожарную безопасность объектов капитального строительства;

в) описание и обоснование проектных решений по наружному противопожарному водоснабжению, по определению проездов и подъездов для пожарной техники;

г) описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности строительных конструкций;

д) описание и обоснование проектных решений по обеспечению безопасности людей при возникновении пожара;

е) перечень мероприятий по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара;

ж) сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности;

з) перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией;

и) описание и обоснование противопожарной защиты (автоматических установок пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противоподымной защиты);

к) описание и обоснование необходимости размещения оборудования противопожарной защиты, управления таким оборудованием, взаимодействия такого оборудования с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также алгоритма работы технических систем (средств) противопожарной защиты (при наличии);

л) описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объекта капитального строительства;

м) расчет пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей и уничтожения имущества (при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнении в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности расчет пожарных рисков не требуется);

### в графической части

н) ситуационный план организации земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства, с указанием въезда (выезда) на территорию и путей подъезда к объектам пожарной техники, мест размещения и емкости пожарных резервуаров (при их наличии), схем прокладки наружного противопожарного водопровода, мест размещения пожарных гидрантов и мест размещения насосных станций;

о) схемы эвакуации людей и материальных средств из зданий (сооружений) и с прилегающей к зданиям (сооружениям) территории в случае возникновения пожара;

п) структурные схемы технических систем (средств) противопожарной защиты (автоматических установок пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации, внутреннего противопожарного водопровода).

Необходимо обратить особое внимание на пункт

к) Алгоритм работы технических средств. Часто в рамках проектной документации проектировщики используют стандартные фразы, слабо отвечающие особенностям рассматриваемых объектов.

Поэтому:

Последовательность эвакуации из высотных зданий, стадионов и других объектов с одновременным пребыванием большого количества людей должна быть увязана с расчетом пожарного риска.

Для метрополитена должна быть описана взаимосвязь и алгоритм работы систем Громко Говорящего Оповещения, автоматической системой пожарной сигнализации, пожаротушения.

Для любых объектов должна быть четко описана взаимосвязь систем пожаротушения между собой и с системами вентиляции, дымоудаления, газоудаления и подпора воздуха. К примеру, использование модульных установок пожаротушения (газового или тонкораспыленной водой) на путях эвакуации, где при пожаре будет работать система дымоудаления невозможно.

Разработка рабочей документации ведется в строгом соответствии с утвержденной стадией П, при этом детально прорабатываются технические решения, в объеме необходимом для монтажных и пусконаладочных работ.

### Особенности организации проектных работ

Организация общей площадки для трехмерного проектирования. Например, на основе программных комплексов Smart Plant, Microstation, Autodesk Revit. Данная форма позволяет проводить совместную работу различным специалистам в едином информационном пространстве. Существенным плюсом данного решения является получения трехмерной модели согласованных между собой инженерных систем, исключающей на этапе монтажных работ конфликта взаимосвязи элементов, получения полной и правильной спецификации, без «прикидки на глаз».

Применение единых кодов шифрование элементов (например, KKS для Атомной отрасли).

Используется для обозначения всех без исключения элементов на чертеже согласно требованиям единого справочника: оборудования, материалов, креплений, швов. Данная система создает единый терминологический язык, который одинаково понятен специалистам различных направлений, включая монтажные и пусконаладочные.

Использование KKS позволяет безошибочно идентифицировать проблемные (бракованные) элементы, осуществлять сборку и монтаж в единственно верном варианте, оперативно действовать при аварийной ситуации.

## 3. Реализация

На этапе реализации важен отбор организаций ранее имевших опыт работ с уникальными, технически сложными объектами, обладающих штатом квалифицированных специалистов и исполнителей.

Использование низкоквалифицированной рабочей силы без должного контроля приводит к проблемам, которые вскрываются уже на этапе пусконаладочных работ. Часто времени до открытия объекта (к примеру, станции метрополитена) остается совсем немного, что может приводить к авралам, нарушению правил безопасности и другим последствиям.

Авторский надзор за изменениями при реализации должен осуществляться разработчиком соответствующих разделов рабочей документации.

## 4. Эксплуатация

Все вышесказанное не будет иметь смысла, если комплекс систем противопожарной защиты, безопасности не будет квалифицированно обслуживаться, а мероприятия выполняться.

К примеру, для зданий ЦОДов помимо технической оценки проектной документации и реализованного объекта (ТИЕР) существует оценка обслуживающего персонала, подтверждаемая с определенной периодичностью.

- Росэнергоатом:
  - ЦОД РФЯЦ-ВНИИЭФ
  - НВАЭС
  - ЛАЭС-2
  - Белорусская АЭС
  - ЦОД Калининской АЭС (Опорный).
- Крупнейшие ЦОДы:
  1. ЦОД ФНС Дубна
  2. ЦОД Сбербанк
  3. ЦОД Объединенного Стратегического командования г. Екатеринбург
  4. Коммерческие ЦОДы Cisco Алабушево, Авантаж.
  5. Футбольный стадион к чемпионату мира 2018, г. Ростов
  6. Многофункциональный спортивно-зрелищный комплекс, г. Красноярск.
- Московский Метрополитен:
  - станция Деловой Центр
  - станция Котельники
  - станция Лермонтовский проспект
  - станция Жулебино
  - станция Парк Победы
  - станция Шелепиха

Наши специалисты подготавливали СТУ в том числе по сложным объектам:

Высотное здания (высота здания около 200 м) Корпус № 2 – Гостиница

Жилой высотный комплекс (высота здания около 120 м) с подземной автостоянкой

Многофункциональный жилой комплекс со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземным паркингом (высота здания около 100 м)

Многофункциональное здание (Литер 2) олимпийского объекта «Береговая инфраструктура морского порта Сочи с целью создания международного центра морских пассажирских и круизных перевозок»

Реконструкция и техническое перевооружение производственной базы для изготовления космического комплекса «Барс-М»

Строительство стадиона к ЧМ-2018 на 45000 зрительских мест г. Саранск.

---

## ПРОВЕДЕНИЕ ПЕРВЫХ СОРЕВНОВАНИЙ НА ЗВАНИЕ ЛУЧШИХ БОЕВЫХ РАСЧЕТОВ ДПФ ДЕЙСТВУЮЩИХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ – ОСНОВНЫЕ ИТОГИ И ПОДГОТОВКА К ПРОВЕДЕНИЮ СОРЕВНОВАНИЙ В 2018 ГОДУ

---

*Богданов А.Е.*

*Служба пожарной безопасности АО «Концерн Росэнергоатом»*

В целях поддержания на высоком уровне профессиональной и психологической подготовки персонала АЭС, необходимых для успешных действий в условиях реального пожара, в период с 12 по 14 сентября 2017 года Службой пожарной безопасности АО «Концерн Росэнергоатом» организованы и проведены первые соревнования на звание лучших боевых расчетов добро-

вольных пожарных формирований филиалов АО «Концерн Росэнергоатом» - действующих атомных станций.

Местом проведения первых соревнований стала Нововоронежская АЭС, в дальнейшем соревнования будут проводиться ежегодно, в соответствии с графиком, утвержденным приказом АО «Концерн Росэнергоатом» от 04.05.2017 № 9/587-П. Команды будут вести борьбу за обладание главным призом соревнований – переходящим Кубком Концерна.

В первый раз в борьбу за переходящий Кубок Концерна включились команды Балаковской, Белоярской, Калининской, Ленинградской, Нововоронежской и Смоленской АЭС, причем от каждой станции были представлены как мужская, так и женская команды.

Основные задачи, стоящие перед организаторами и участниками первых соревнований за переходящий Кубок Концерна:

- проверка теоретических знаний правил пожарной безопасности;
- выработка практических навыков и обмен опытом по использованию в условиях реального времени первичных средств пожаротушения;
- пропаганда соблюдения правил пожарной безопасности.

Перед началом соревнований объектовой пожарно-спасательной частью № 14 федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы по охране Нововоронежской АЭС были организованы показательные выступления по тушению пожаров различных типов, ликвидации химической аварии, а также ликвидации последствий дорожно-транспортного происшествия с участием автомобиля, перевозившего радиоактивные вещества. Кроме того, была организована выставка пожарно-спасательной техники и продемонстрированы возможности учебно-тренировочного комплекса, в котором, наряду с пожарными,

проходит подготовку и оперативный персонал Нововоронежской АЭС.

Соревнования проходили в три тура:

1 тур - проверка теоретических знаний правил пожарной безопасности.

2 тур - надевание средства защиты - самоспасателя ГДЗК-У.

3 тур - эстафета по полосе препятствий.

В эстафете принимали участие мужские и женские команды, каждая в полном составе. Полоса препятствий состояла из разнообразных элементов пожарно-строевой подготовки и пожарно-прикладного вида спорта: преодоление препятствия «Забор», тушение горящего «Противня» огнетушителем, преодоление препятствия «Бум» с пожарным рукавом, смотанным «двойной скаткой»; поражение тренажера «Мишень» струей воды. Подобные тренажеры используются при подготовке личного состава Государственной противопожарной службы. Эстафетной палочкой служил ручной ствол пожарного.

Призеры определялись как в каждом туре, так и по итогам всех трех туров.

По итогам двух дней соревнований победу одержали хозяева первых соревнований - команда Нововоронежской АЭС. На втором и третьем местах - команды Калининской и Смоленской АЭС соответственно.

Судьи и участники особо отметили высокий уровень организации соревнований и выразили благодарность принимающей стороне.

Следующие соревнования на звание лучших боевых расчетов добровольных пожарных формирований филиалов АО «Концерн Росэнергоатом» - действующих атомных станций в 2018 году пройдут по объективным обстоятельствам также на Нововоронежской атомной станции.

# КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ДОЗИМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАК СИСТЕМЫ, ВАЖНОЙ ДЛЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Кислов О.В., Жаринов С.В., Снигерев В.В.,  
Мартюшов Д.Л.

ФГУП «Приборостроительный завод», г. Трёхгорный

Автоматизированная система индивидуального дозиметрического контроля (далее ИДК), выполняющая функцию оперативного контроля и учета доз, полученных персоналом от внешнего облучения, функции планирования дозовых нагрузок, измерение содержания радионуклидов в организме человека исторически создавалась, как автономная информационная система, построенная на базе СУБД.

ФГУП «ПСЗ», разрабатывая ИДК для Белорусской АЭС, руководствовалась требованиями по безопасности НП-001-97. В то же время, имея желание продвижения системы на новые объекты, ФГУП «ПСЗ» закладывает в структуру ИДК решения, позволяющие в дальнейшем реализовать систему в соответствии с современными требованиями по безопасности.

С введением нормативной базы «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (НП-001-15) и «Требования к управляющим системам, важным для безопасности атомных станций» (НП-026-16) возникает необходимость реализации ИДК, как системы, важной для безопасности, содержащей элементы класса 3 по влиянию элементов АС на безопасность.

К пересмотру подходов к построению ИДК приводят также следующие причины:

- необходимость реализации ИДК в соответствии с национальными законами страны строительства атомной станции;
- необходимость управления изменением процессов жизненного цикла аппаратного и математического

- обеспечения в реализации принципов защиты информации системы (требования кибербезопасности);
  - необходимость конкретизации требований к правилам оценки соответствия оборудования с учетом различных режимов эксплуатации оборудования (часть оборудования в процессе эксплуатации непосредственно находится на одежде персонала, часть оборудования используется стационарно);
  - необходимость реализации информационного взаимодействия с системами: радиационного контроля, системами управления техническим обслуживанием и ремонтом, системами учета кадров, и т.д.
- Современный подход, приведенный в НП-026-16 требует отнесения функций всех элементов системы к категориям (А, В и С)

Согласно НП-026-16: «п. 11. Категория С назначается управляющим и информационным функциям:

- радиационного контроля.»
- Кроме того, эквивалентные международные требования ГОСТ Р МЭК 61226-2011 трактуются следующим образом

«П. 5.4.4 Категории С должны быть отнесены:

- функции предупреждения или обеспечения безопасности персонала во время и после событий, которые связаны с выбросом радиоактивных продуктов на станции или приводят к таким выбросам, а также событий, связанных с риском радиационного облучения;
- функции, обеспечивающие управление доступом на АС.»
- В терминологии системы ИДК эти требования можно конкретизировать, как требования к функциям:
- участвующим в формировании, передаче, хранении и представлении радиационных параметров;
- выполняющим управление проходом в зону контролируемого доступа.

В таблице приведен подробный перечень функций системы ИДК. Для каждой функции определен тип функции (информационная, управляющая, вспомогательная), приведен критерий отнесения функции и определена категория функции в соответствии с НП-026-16.

Согласно СТО 1.1.1.01.001.0877-2012 система ИДК строится как двухуровневая система, состоящая из оборудования верхнего и нижнего уровней. Типовая аппаратная структура приведена на рисунке 1.

Описание функции	Тип функции	Критерий отнесения	Категория по НП-026-16
<b>1. Функции текущего дозиметрического контроля</b>			
1.1 Выдача и замена ТЛ-дозиметров	Вспомогательная	-	-
1.2 Накопление ТЛ-дозиметрами энергии, пропорциональной дозе излучения	Информационная	Рад. контроль	С
1.3 Измерение накопленной энергии со слайдов ТЛ-дозиметров	Информационная	Рад. контроль	С
1.4 Расчет эквивалентных доз фотонного и нейтронного излучения ( $H_p(10)$ , $H_p(3)$ и $H_p(0,07)$ )	Информационная	Рад. контроль	С
1.5 Расчет амбиентного эквивалента дозы $H_p^*(10)$ фотонного излучения	Информационная	Рад. контроль	С
1.6 Расчет индивидуальных эффективной и эквивалентной доз внешнего облучения	Информационная	Рад. контроль	С
1.7 Определение собственного фона таблеток ТЛ-детекторов	Информационная	Рад. контроль	С
1.8 Определение чувствительности таблеток ТЛ-детекторов	Информационная	Рад. контроль	С
1.9 Определение чувствительности считывателя	Информационная	Рад. контроль	С
1.10 Отжиг слайдов ТЛ-детекторов	Вспомогательная	-	-
1.11 Облучение слайдов ТЛ-детекторов	Вспомогательная	-	-
1.12 Управление операциями с ТЛ-дозиметрами, не связанными с дозиметрическим учетом персонала	Вспомогательная	-	-
1.13 Управление нормируемыми величинами	Информационная	Рад. контроль	С

Описание функции	Тип функции	Критерий отнесения	Категория по НП-026-16
<b>2. Оперативный дозиметрический контроль</b>			
2.1 Выдача ППД	Вспомогательная	-	-
2.2 Программирование ППД на основе индивидуальных критериев внешнего облучения	Информационная	Рад. контроль	С
2.3 Измерение эквивалентной дозы гамма-излучения ПП-дозиметрами	Информационная	Рад. контроль	С
2.4 Измерение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения ПП-дозиметрами	Информационная	Рад. контроль	С
2.5 Ведение графиков накопления дозы ПП-дозиметрами	Вспомогательная	-	-
2.6 Сигнализация о превышении контролируемых уровней ПП-дозиметрами	Информационная	Рад. контроль	С
2.7 Считывание показаний с ПП-дозиметров	Информационная	Рад. контроль	С
2.8 Обработка считанных с ПП-дозиметров показаний	Информационная	Рад. контроль	С
2.9 Хранение ППД	Вспомогательная	-	-
2.10 Зарядка ППД	Вспомогательная	-	-
2.11 Проведение поверки ППД	Вспомогательная	-	-
<b>3. Контроль и учет нахождения персонала в ЗКД</b>			
3.1 Регистрация событий доступа в ЗКД	Информационная	Управление доступом	С
3.2 Получение данных о радиационной обстановке в ЗКД	Информационная	Управление доступом	С
3.3 Открытие единого допуска в ЗКД	Информационная	Управление доступом	С
3.4 Расчет разрешенного времени работы в условиях радиационной опасности	Информационная	Управление доступом	С
<b>4. Функции по работе с информацией о персонале и дозовых нагрузках на персонал</b>			
4.1 Добавление, редактирование и удаление персональных данных о сотрудниках	Вспомогательная	-	-
4.2 Ввод данных о дозовых нагрузках сотрудников (полученных вне организации)	Информационная	Рад. контроль	С
4.3 Ввод информации о прохождении медосмотров, проверке знаний	Вспомогательная	-	-
4.4 Определение контрольных уровней для персонала	Информационная	Рад. контроль	С
4.5 Поддержание значений контрольных уровней в актуальном состоянии	Информационная	Рад. контроль	С
4.6 Постановка персонала на дозиметрический учет	Информационная	Рад. контроль	С
4.7 Снятие персонала с дозиметрического учета	Информационная	Рад. контроль	С
4.8 Предоставление информации о дозовых нагрузках персонала	Информационная	Рад. контроль	С
4.9 Назначение моделей ношения дозиметров сотрудникам	Вспомогательная	-	-
4.10 Расчет суммарных значений доз полученного обучения	Информационная	Рад. контроль	С
4.11 Расчет коллективных значений доз полученного обучения	Информационная	Рад. контроль	С
<b>5. Функции работы с оборудованием</b>			
5.1 Мониторинг работоспособности оборудования	Вспомогательная	-	-
5.2 Учет оборудования в системе	Вспомогательная	-	-
5.3 Настройка параметров оборудования	Вспомогательная	-	-
5.4 Управление оборудованием доступа в ЗКД (турникетами)	Управляющая	Управление доступом	С
5.5 Прием информации со средств идентификации персонала и оборудования	Информационная	Управление доступом	С
5.6 Управление устройствами хранения индивидуальных дозиметров	Управляющая	Управление доступом	С
5.7 Контроль перемещения персонала по объекту	Управляющая	Управление доступом	С
5.8 Регистрация событий от устройств хранения индивидуальных дозиметров	Информационная	Управление доступом	С
<b>6. Формирование отчетной информации</b>			
6.1 Создание отчетов	Вспомогательная	-	-
6.2 Просмотр отчетов	Вспомогательная	-	-
6.3 Печать отчетов	Вспомогательная	-	-
6.4 Управление шаблонами отчетов	Вспомогательная	-	-
<b>7. Функции хранения и передачи информации</b>			

Описание функции	Тип функции	Критерий отнесения	Категория по НП-026-16
7.1 Хранение информации о дозовых нагрузках	Информационная	Рад. контроль	С
7.2 Синхронизация времени между оборудованием	Информационная	-	С
7.3 Репликация данных между серверами	Информационная	-	С
7.4 Сохранение данных на внешние носители	Вспомогательная	-	-
<b>8. Функции работы со справочными данными</b>			
8.1 Добавление и редактирование записей справочников	Информационная	-	-
8.2 Хранение информации в справочниках системы	Информационная	-	-
<b>9. Функции администрирования системы (кибербезопасность)</b>			
9.1 Создание и редактирование ролей доступа к функциям системы	Вспомогательная	-	-
9.2 Добавление, редактирование, удаление пользователей	Вспомогательная	-	-
9.3 Назначение ролей доступа к функциям системы пользователям	Вспомогательная	-	-
9.4 Регистрация событий о действиях пользователей	Информационная	-	-
9.5 Регистрация событий, происходящих в системе	Информационная	-	-
<b>10. Работа с дозами внутреннего облучения (СИЧ)</b>			
10.1 Проведение измерений доз внутреннего облучения персонала	Информационная	Рад. контроль	С
10.2 Расчет доз внутреннего облучения персонала	Информационная	Рад. контроль	С
10.3 Регистрация доз внутреннего облучения персонала	Информационная	Рад. контроль	С
10.4 Контроль доз внутреннего облучения персонала	Информационная	Рад. контроль	С
10.5 Формирование и просмотр графиков прохождения СИЧ	Вспомогательная	-	-
<b>11. Функции системы ALARA</b>			
11.1 Управление дозовыми квотами	Вспомогательная	-	-
11.2 Планирование дозовых нагрузок	Вспомогательная	-	-
<b>12. Функции работы с дознарядами</b>			
12.1 Регистрация дознаряда	Вспомогательная	-	-
12.2 Подготовка дознаряда	Вспомогательная	-	-
12.3 Изменение и закрытие дознаряда	Вспомогательная	-	-

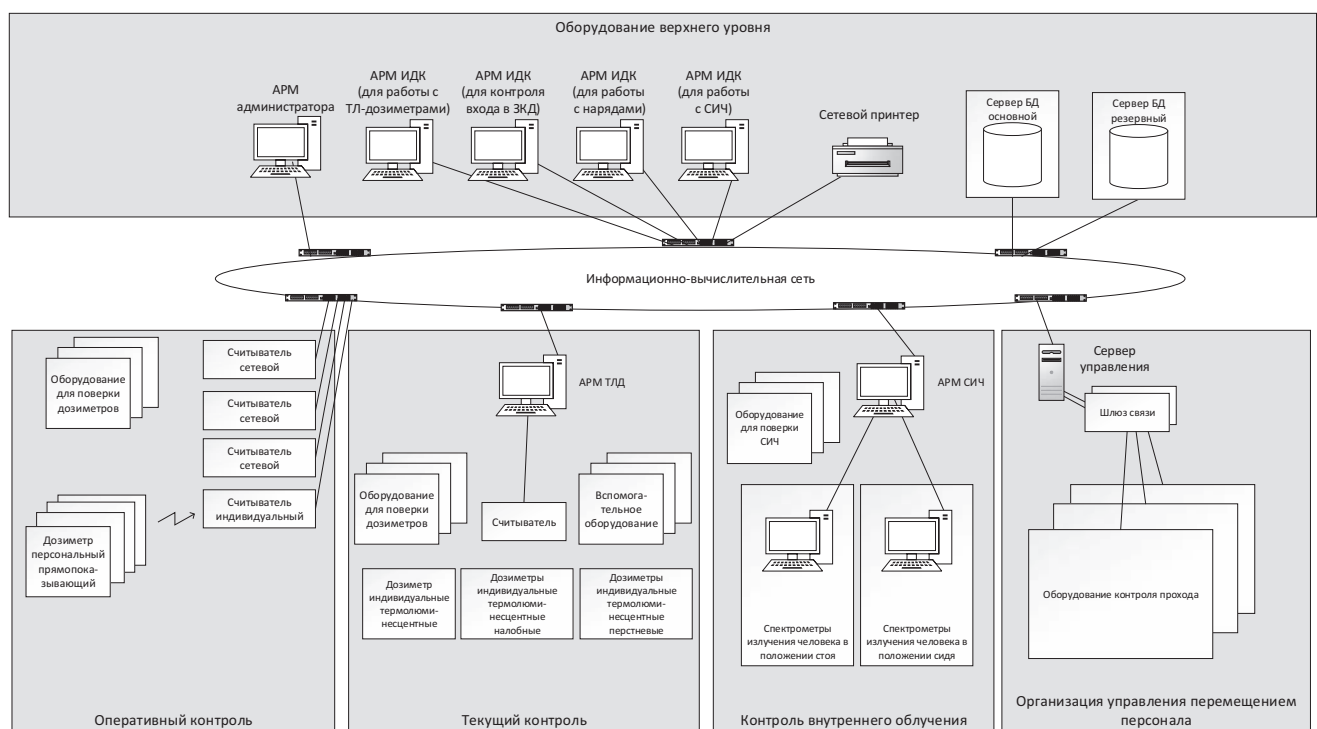


Рис. 1. Типовая аппаратная структура ИДК



## Перечень оборудования системы

Оборудование	Выполняемые функции (в соответствии с таблицей описания функций)	Класс безопасности (по НП-001)
<b>Оборудование верхнего уровня</b>		
АРМ для работы с ТЛ-дозиметрами	1.1, 1.4-1.9, 4.1-4.4, 4.6-4.9, 5.2, 8.1, 1.12	3
АРМ для работы с СИЧ	8.1, 10.5	4
АРМ для контроля входа в контролируруемую зону	2.1	3
АРМ для работы с нарядами	12.1-12.3	4
АРМ администратора	9.1-9.3	4
Сервер БД основной	1.13, 3.1-3.4, 4.5, 4.10-4.11, 7.1, 8.2	3
Сервер БД резервный	1.13, 3.1-3.4, 7.1, 8.2	3
Сервер управления	5.1-5.8	3
Принтер	6.3, 12.2	4
<b>Сетевое оборудование</b>		
Коммутаторы	7.2-7.3	3
Преобразователи интерфейсов	5.3 – 5.7	3
<b>Оборудование для текущего контроля</b>		
Дозиметры индивидуальные термолюминесцентные	1.2	3
Дозиметры индивидуальные термолюминесцентные налобные	1.2	3
Дозиметры индивидуальные термолюминесцентные перстневые	1.2	3
Кассетницы для хранения дозиметров	1.12	4
Считыватели	1.3	3
Оборудование для поверки дозиметров (облучатели)	1.10-1.11	4
Вспомогательное оборудование для работы с ТЛ-дозиметрами	1.12	4
<b>Оборудование для оперативного контроля</b>		
Дозиметры индивидуальные прямопоказывающие	2.3-2.6	3
Считыватели индивидуальные	2.2, 2.7	3
Считыватели сетевые	2.2, 2.7	3
Кассетницы для хранения дозиметров	2.1, 2.9, 2.10	4
Оборудование для поверки дозиметров (облучатели)	2.11	4
<b>Оборудование для контроля внутреннего облучения человека</b>		
Спектрометры излучения человека в положении стоя	10.1-10.4	3
Спектрометры излучения человека в положении сидя	10.1-10.4	3
Оборудование для поверки СИЧ		4
<b>Оборудование для контроля прохода</b>		
Считыватели штрих-кодов	5.7	3
Считыватели Proximity-карт	5.7	3
Турникеты	5.4	3
Контроллеры управления	5.1	3
Шлюзы связи	5.1-5.8	3

### Оценка соответствия

Вновь введенные требования по оценке соответствия оборудования для объектов использования атомной энергии (по НП-071-18) требуют проведения оценки соответствия оборудования, важного для безопасности в форме:

- экспертизы технической документации;
- испытаний (установление требований к условиям эксплуатации, проведение в аккредитованных лабораториях);
- оформленных решений по применению комплектующих изделий;
- сертификации;
- приемки (планы качества).

Весь процесс оценки соответствия начинается с формирования требований и согласования ТЗ или ТУ.

Включение системы ИДК в состав системы СРК в новых проектах очень часто приводит к распространению требований к оборудованию АСРК (автоматизированного радиационного контроля) и ИДК. Оборудование ИДК предлагается разделить на типы:

- носимое на теле человека;
- стационарное оборудование, размещаемое вне зоны контролируемого доступа;
- стационарное оборудование, размещаемое в зоне контролируемого доступа.

Для носимого на теле человека оборудования необходимо сформулировать требования к условиям эксплуатации, исключающие требования к сейсмостойкости, вибропрочности, ЭМС, связанные с воздействием на порты ввода-вывода, заземлению и питанию, оставив требования к устойчивости к радиационным воздействиям).

Программное обеспечение системы, как элемент системы, должно проходить:

- верификацию (ГОСТ Р МЭК 61513-2011 «Атомные станции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Общие требования»);
- валидацию (ГОСТ Р МЭК 61508-3-2012 «Функциональная безопасность систем, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению»);

- аттестацию на соответствие метрологическим требованиям (ГОСТ Р 8.565-2014 «Метрологическое обеспечение атомных станций. Основные положения»).
- При формировании корректных требований к условиям эксплуатации оборудования оценка соответствия для существующих производителей и поставщиков как российского, так и импортного оборудования будет заключаться в подтверждении соответствия в форме испытаний изделий, сертификации и выпуску изделий под контролем уполномоченной организации по планам качества.

### Изменения аппаратного, программного, математического и информационного обеспечения ИДК в процессе жизненного цикла

Объектом управления системы ИДК является персонал, присутствующий на объекте. Учитывая, что нормативная база требует сбор данных о человеке в течение всей жизни, а нормативная документация, описывающая правила сбора и обработки информации изменяется, на математическое и программное обеспечение системы накладывается требование необходимости обновления в течении жизненного цикла. Кроме того, аппаратные средства имеют небольшое время жизненного цикла относительно времени существования системы. По истечении ресурса эксплуатирующая организация предпочитает приобретать более современные средства измерения других типов.

Такая модель существования системы приводит к необходимости стандартизации правил взаимодействия элементов системы ИДК. Это позволит проводить модернизацию системы, заменяя элементы, не проводя изменения остальной части системы.

Стандартизации требуют аппаратные, программные и информационные связи между оборудованием верхнего уровня и следующими элементами ИДК:

- счетчик (спектрометр) излучения человека;
- ТЛ-дозиметр;
- индивидуальный ПП-дозиметр;
- считыватель сетевой ПП-дозиметров (средство самодопуска в ЗКД);
- оборудование контроля прохода, оборудование для считывания идентификационных номеров, кассетницы для хранения дозиметров.

Отдельно необходимо отметить вопрос о стандартизации правил взаимодействия программных модулей, а именно модулей расчета полученных доз и остального комплекса. Это позволит изменять правила расчета при изменении нормативной документации, определяющей правила расчета, например НРБ-99/2009, МУ 2.6.1.26-2000. При этом целесообразно предусмотреть возможность изменения правил расчета на этапе эксплуатации программного продукта, без необходимости изменения основных программных модулей.

Описание правил взаимодействия должны быть оформлены в виде стандартов для разработчиков оборудования системы ИДК.

### Информационное взаимодействие с системами объекта использования атомной энергии и кибербезопасность.

Так как индивидуальный дозиметрический контроль проводится с целью определения годовых доз персонала и является обязательным для персонала группы А (п. 3.13.2 ОСПОРБ-99/2010), система ИДК развертывается на всех предприятиях, где существует возможность

воздействия радиационного облучения на персонал. С учетом активизации направления «цифровая экономика» следует ожидать развития на предприятиях отрасли внедрения автоматизированных систем, требующих взаимодействия с ИДК:

- автоматизированных систем управления ресурсами оборудования;
- систем управления персоналом (кадровые службы);
- систем физической защиты.

Это требует от системы ИДК организации информационного взаимодействия с системами, для чего необходима унификация информационной структуры.

Существование в интегрированной информационной среде требует обеспечение кибербезопасности, а также мультиплатформенности (для обеспечения возможности взаимодействия с едином пространстве).

Сформулированные в руководящем документе «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» требования могут быть интерпретированы следующим образом:

Подсистемы и требования	Способ обеспечения требования
<b>Подсистема управления доступом</b>	
Идентификация, проверка подлинности и контроль доступа субъектов:	
– в систему	Средствами системного программного обеспечения
– к терминалам, ЭВМ, узлам сети ЭВМ, каналам связи, внешним устройствам ЭВМ	Аппаратными средствами
– к программам	Средствами системного программного обеспечения
– к томам, каталогам, файлам, записям, полям записей	Средствами системного программного обеспечения
<b>Подсистема регистрации и учета</b>	
Регистрация и учет:	
– входа (выхода) субъектов доступа в (из) систему (узел сети)	Средствами системного программного обеспечения
– выдачи печатных (графических) выходных документов	Средствами системного программного обеспечения
– запуска (завершения) программ и процессов (заданий, задач)	Средствами системного программного обеспечения
– доступа программ субъектов доступа к защищаемым файлам, включая их создание и удаление, передачу по линиям и каналам связи	Средствами системного программного обеспечения
– доступа программ субъектов доступа к терминалам, ЭВМ, узлам сети ЭВМ, каналам связи, внешним устройствам ЭВМ, программам, томам, каталогам, файлам, записям, полям записей	Аппаратным и организационным обеспечением
Учет носителей информации	Организационным обеспечением
Очистка (обнуление, обезличивание) освобождаемых областей оперативной памяти ЭВМ и внешних накопителей	Средствами системного программного обеспечения

Подсистемы и требования	Способ обеспечения требований
<b>Подсистема обеспечения целостности</b>	
Обеспечение целостности программных средств и обрабатываемой информации	Средствами системного программного обеспечения
Физическая охрана средств вычислительной техники и носителей информации	Аппаратным и организационным обеспечением
Периодическое тестирование СЗИ НСД	Организационным обеспечением
Наличие средств восстановления СЗИ НСД	Аппаратным обеспечением

Для выполнения приведенных требований возникает необходимость в использовании сертифицированных в области защиты информации средств системного программного обеспечения (операционных систем). Чтобы исключить зависимость от типа используемой в конкретном случае операционной системы и, учитывая разнообразие используемого в ИДК оборудования, необходимо создавать мультиплатформенное программное обеспечение для элементов ИДК.

### Подсистема управления перемещением персонала

При современном подходе к управлению перемещением персонала, посещающего зону контролируемого доступа создается подсистема управления перемещением персонала в ЗКД и обратно (см. рисунок 2). При проходе автоматизируются функции:

- выдачи и сдачи дозиметров;
- идентификации персонала по пропуску (штрих-код или proximity-карта);
- выдачи и приема ключей от шкафов хранения одежды и СИЗ;
- идентификации персонала и носимых предметов при измерении загрязнений при выходе из ЗКД (контроль выполнения операций);
- управления устройствами контроля доступа в ЗКД (турникетами);
- информирования персонала (информационное табло);
- регистрации всех событий.

Для реализации функции должны быть организована связь с каждой единицей оборудования и управляющий контроль, содержащий алгоритм (рецепт) выполнения процесса.

Автоматизация процесса прохода позволит:

- сократить количество персонала, эксплуатирующего систему;
- повысить качество контроля персонала при выходе из зоны контролируемого доступа.

### Выводы

Введение норм НП-001-15 является поводом для проведения модернизации систем ИДК на действующих объектах использования атомной энергии. При создании новых систем необходимо учитывать современные требования создания информационных систем при реализации проектов «цифровая экономика».

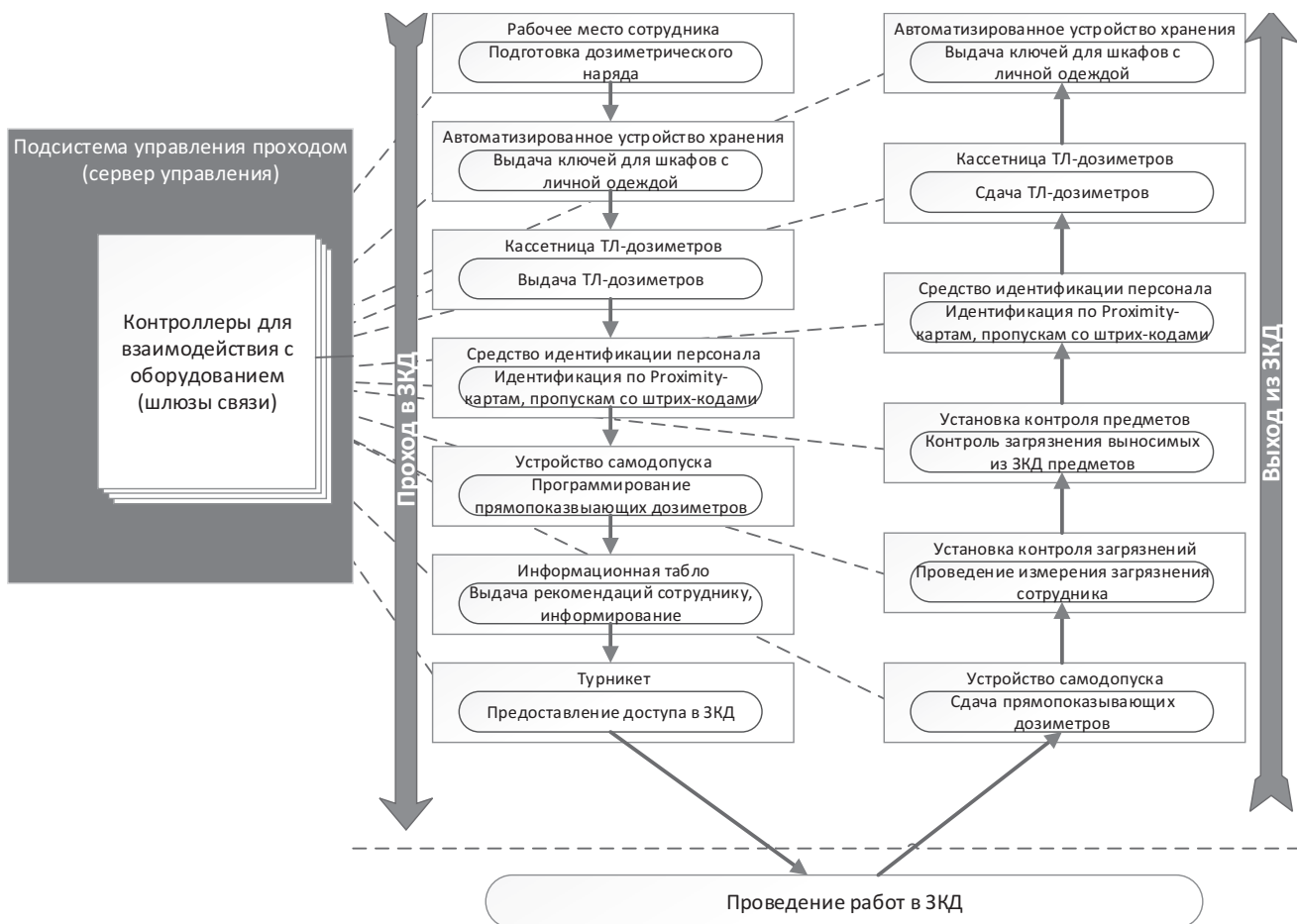


Рис. 2. Организация управления перемещением персонала в ЗКД и обратно

# НОВЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ДОЗ ПЕРСОНАЛА

*Грудовик В.Р., Стреха А.В.*  
*ООО «Полимастер», Минск, Республика Беларусь*  
*Рыжиков С.С.*  
*ООО «НЕОРАДТЕХ», г. Обнинск*

## Введение

На рынке представлен достаточно широкий спектр электронных прямопоказывающих дозиметров, которые применяются на объектах, где имеется потенциальная опасность облучения персонала. В отличие от них, представляемое решение изначально проектировалось белорусским предприятием «Полимастер» и российским предприятием «НЕОРАДТЕХ» под задачи потребителей системных подходов, например, АЭС.

Безусловно, при реализации системного подхода не была оставлена в стороне и задача достижения высоких технических характеристик, не только не уступающих современным мировым аналогам, но, по ряду характеристик, превосходящих их.

Дополнительно при разработке решения были учтены следующие требования:

1. Возможность интеграции как в существующие, так и во вновь создаваемые ведущими предприятиями приборостроения ГК «Росатом» автоматизированные системы индивидуального дозиметрического контроля (АСИДК);

2. Снижение трудозатрат персонала отдела (службы) радиационной безопасности.

3. Наличие двух интерфейсов обмена данными (RF-интерфейс и, в случае нежелательности применения радиоканала, USB-интерфейс);

4. Реализация политики импортозамещения (производство не только в Республике Беларусь, но и в Российской Федерации);

5. В зависимости от задач по применению оборудование должно относиться к системам (элементам), важным для безопасности (класс 3 по НП-001-15).

В рамках поставленных задач в настоящее время разработаны и изготавливаются:

1. Индивидуальный дозиметр гамма-излучения ДКГ-PM1300;

2. Кассетница для индивидуальных дозиметров КИД-1300;

3. Считыватель дозиметров сетевой СДС-1300;

4. Считыватель дозиметров персональный СДП-1300.

5. В стадии завершения испытаний: индивидуальный дозиметр гамма-нейтронного излучения ДКГ-PM1300ГН.

## Индивидуальный дозиметр гамма-излучения ДКГ-PM1300

Индивидуальный дозиметр ДКГ-PM1300 создан белорусским предприятием «Полимастер» на основе более, чем 26-летнего опыта разработки приборов радиационного контроля в тесном взаимодействии с российской компанией «НЕОРАДТЕХ». Дозиметр ДКГ-PM1300 прошел все государственные приёмочные ис-

пытания и внесен в Федеральный информационный фонд средств измерений.

Разработанный индивидуальный дозиметр гамма-излучения ДКГ-PM1300 выгодно отличается от конкурентов:

- расширенным энергетическим диапазоном: от 15 кэВ до 20 МэВ;
- возможностью измерять среднюю мощность индивидуальной эквивалентной дозы (МИЭД) импульсного излучения;
- наличием USB и радиоканала для конфигурирования и передачи данных;
- удобством расположения и управления кнопками;
- увеличенными символами на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ);
- возможностью использовать перезаряжаемый стандартный элемент питания (аккумулятор) и заряжать его в кассетнице без необходимости его извлечения из дозиметра;
- наличием жесткой клипсы с нужной стороны (в соответствии с требованиями к ношению дозиметра) с отверстием для установки (при необходимости) дополнительно элемента (шнурка) закрепления дозиметра на одежде;
- конструктивным решением расположения детектора дозиметра, позволяющим располагать дозиметр при ношении внутри кармана (правила ношения дозиметра ряда производителей предусматривают его расположение снаружи кармана);
- наличием вибросигнала (дополнительно к световому и звуковому) о превышении пороговых уровней МИЭД и ИЭД (обеспечение информирования работника о превышении установленных порогов при работе в условиях повышенного шума и/или при применении индивидуальных средств защиты слуха);
- наличием функции индикации оставшегося времени нахождения при текущей МИЭД до достижения порога по ИЭД.

Внешний вид дозиметра представлен на рис. 1 и 2.



Рис. 1. Общий вид индивидуального дозиметра гамма-излучения ДКГ-PM1300



Рис. 2. Расположение дозиметра гамма-излучения ДКГ-PM1300 при ношении в кармане

Основные технические характеристики дозиметра представлены в таблице.

Наименование технической характеристики	Значение
Диапазон измерения ИЭД (непрерывного и импульсного излучения)	1 мкЗв - 20 Зв
Диапазон измерения МИЭД непрерывного фотонного излучения	0,5 - 10 <sup>7</sup> мкЗв/ч
Диапазон измерения средней МИЭД импульсного фотонного излучения при длительности импульса более 1 нс	10 <sup>4</sup> - 10 <sup>7</sup> мкЗв/ч
Энергетический диапазон	15 кэВ - 20 МэВ
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения ИЭД/МИЭД	± 15 %
Степень защиты	IP67
Габариты	85 x 56 x 20 мм
Масса	84 г
Питание	Стандартные AAA батарея либо NiMH аккумулятор
Время непрерывной работы дозиметра от одного элемента питания в нормальных условиях	не менее 3000 ч
Передача данных	USB-интерфейс RF-интерфейс
Диапазон рабочей температуры окружающего воздуха	от -20 до +50 °С
Допустимая относительная влажность воздуха	до 95% при температуре 40 °С

По отдельному заказу возможно исполнение дозиметров в комплекте с радио-считывателем СД-1300. С его помощью возможно реализовать функционал контроля прохода персонала в зону контролируемого доступа или отдельные помещения в том числе с управлением турникетами или другими исполнительными механизмами, а также организовать контроль доз персонала в режиме реального времени при его нахождении в зоне действия считывателя СД-1300. Внешний вид радио-считывателя СД-1300 представлен на рис. 3.



Рис. 3. Общий вид радио-считывателя СД-1300

Возможные варианты размещения радио-считывателя СД-1300 для контроля дозиметров в зоне контролируемого доступа:

1. Размещение в коридоре (ширина прохода до 2 м) (рис. 4). В данном варианте радио-считыватель контро-

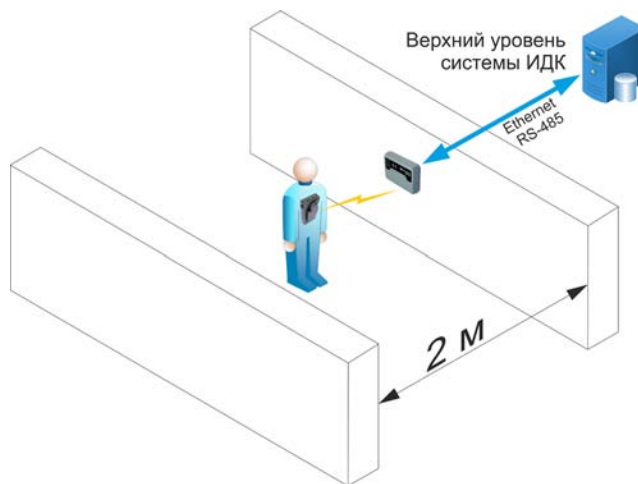


Рис. 4. Вариант размещения радио-считывателя СД-1300 в коридоре

лирует прохождение работника с дозиметром с фиксацией времени прохода, номера дозиметра, величины ИЭД. Информационный обмен с верхним уровнем системы ИДК осуществляется через интерфейсы RS-485 и Ethernet.

2. Размещение в помещениях (или на открытой местности) (рис. 5). В данном варианте ведётся непрерывный или периодический контроль дозовых нагрузок членов бригад (группы спасателей) при выполнении радиационно-опасных работ либо ликвидации последствий аварии. Считыватель устанавливается в контролируемой зоне с использованием специального штатива. Как и в первом случае, информационный обмен с верхним уровнем системы ИДК осуществляется через интерфейсы RS-485 и Ethernet.

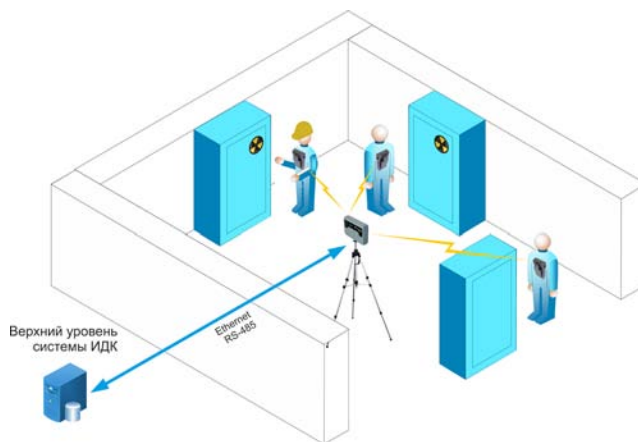


Рис. 5. Вариант размещения радио-считывателя СД-1300 в помещениях (или на открытой местности)

3. Поддержка предотвращения доступа персонала в режимные помещения (зоны) (рис. 6). В данном случае радио-считыватель СД-1300 функционирует совместно с техническими средствами управления доступа (например, турникетом). В случае запрета по каким-либо причинам (отсутствие указанных рабочих мест (помещений) в дозиметрическом наряде) прохода персонала в турникет блокируется после получения соответствующего сигнала от радио-считывателя. Данная функция актуальна для предотвращения получения персоналом несанкционированных доз облучения.

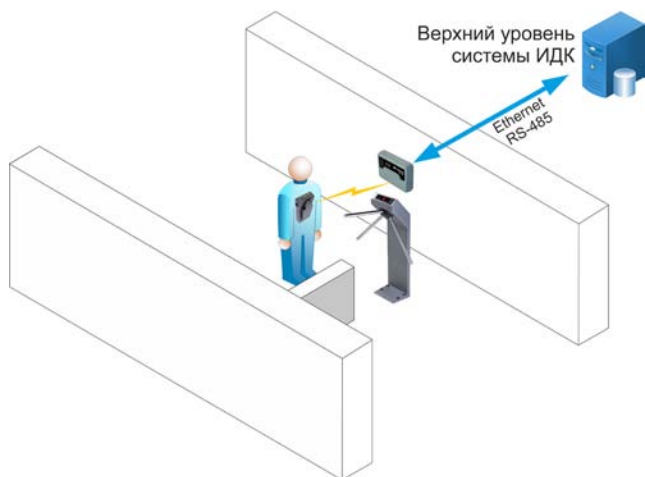


Рис. 6. Вариант размещения радио-считывателя СД-1300 совместно с техническими средствами управления доступом

### Кассетница для индивидуальных дозиметров КИД-1300

Кассетница для индивидуальных дозиметров КИД-1300 (далее - Кассетница) предназначена для:

- хранения индивидуальных дозиметров гамма-излучения ДКГ-РМ1300;
- зарядки аккумуляторов дозиметров;
- санкционированного доступа к дозиметрам, программирования дозиметров с организацией контроля загрязненности их радиоактивными веществами (при работе совместно со считывателем дозиметров сетевым СДС-1300).

Ячейки для хранения для индивидуальных дозиметров в Кассетнице (далее - Блок хранения) расположены в негерметичном металлическом корпусе. Внешний вид Блока хранения показан на рис. 7.

Блок хранения включает в себя следующие основные устройства:

- 30 ячеек для хранения дозиметров;
- микропроцессорный узел управления;
- блок питания для электрозамков ячеек и зарядки аккумуляторов дозиметров;
- элементы индикации ячеек (светодиоды).

Принцип работы блока хранения состоит в приёме команд от считывателя дозиметров СДС-1300 с последующим открытием/закрытием электрозамков ячеек, хранящих дозиметры.



Рис. 7. Внешний вид блока хранения, где 1 – петля для крепления; 2 – ячейка с электрозамком; 3 – индикатор открытия электрозамка; 4 – шифр ячейки; 5 – серия блока; 6 – индикатор питания блока для хранения дозиметров

### Считыватель дозиметров сетевой СДС-1300

Считыватель дозиметров сетевой СДС-1300 предназначен для:

- программирования дозиметров ДКГ-РМ1300;
- управления выдачей дозиметра, хранимого в блоке кассетницы КИД-1300;
- идентификации персонала по Proximity – карте (или с помощью распознавания штрих кода, набора кода на дисплее – определяется заказом);
- назначения дозиметра ДКГ-РМ1300 персоналу;
- автоматического подсчета накопленной дозы при сдаче дозиметра ДКГ-РМ1300 в блок хранения кассетницы КИД-1300;
- контроля административных уровней;
- запрета на выдачу дозиметра с выводом на дисплей информации о причине отказа;
- выдачу оперативной информации по состоянию кассетницы КИД-1300;
- подготовки отчётов по установленным формам;
- журналирования действий персонала, эксплуатирующего ПО;
- выдачу информации о персонале, не сдавшем дозиметры;
- контроля загрязнённости дозиметров ДКГ-РМ1300 и других мелких предметов радиоактивными веществами.

Считыватель дозиметров сетевой СДС 1300 имеет в своем составе:

- блок сетевого питания;
- блок считывания дозиметров;
- считыватель Proximity Card Readers hid;
- блок детектирования (БД) с диапазоном измерений плотности потока бета-частиц - от 1,0 до  $5 \times 10^5$  част/( $\text{см}^2 \times \text{мин}$ ) и энергией бета-излучения - от 0,05 до 3,5 МэВ. БД предназначен для контроля загрязненности дозиметров, мелких вещей и, при необходимости, кистей рук (опция);
- дисплей 15";
- элементы подключения к Кассетнице (Кассетницам);
- элементы крепления на стену;
- корпус.

Внешний вид Кассетницы со считывателем дозиметров сетевым СДС-1300 представлен на рис. 8.



Рис. 8. Внешний вид кассетницы КИД-1300 со считывателем дозиметров сетевым СДС-1300

Считыватель дозиметров сетевой СДС-1300 осуществляет:

- поддержку авторизации в WEB-приложении с использованием доменных или локальных учетных записей;

- поддержку защищенного соединения SSL;
- уведомление при возникновении критических событий;
- СДС-1300 осуществляет поддержку подготовки следующих отчетов:
  - a. отчет по накопленным дозам персонала;
  - b. отчет о времени нахождения персонала на объекте;
  - c. отчет по отдельному работнику и/или по группам персонала с выводом коллективной дозы за необходимый период.

### **Индивидуальный дозиметр гамма-нейтронного излучения ДКГ-PM1300ГН**

В настоящее время завершаются испытания индивидуального гамма-нейтронного дозиметра ДКГ-PM1300ГН, разработанного на базе дозиметра гамма-излучения ДКГ-PM1300.

Функционал ДКГ-PM1300ГН аналогичен функционалу ДКГ-PM1300.

Параметры измерения гамма-излучения ДКГ-PM1300ГН повторяют параметры ДКГ-PM1300, а параметры измерения нейтронного излучения улучшены относительно характеристик нейтронных прямо-показывающих дозиметров, применяемых на АЭС Российской Федерации.

### **Основные направления применения технических средств**

1. Оперативный контроль радиационной обстановки и дозовых нагрузок персонала при выполнении радиационно-опасных работ.

2. Дозиметрический контроль персонала нештатных аварийно-спасательных формирований (реализация положений Приказа МЧС России от 23.12.2005 г. № 999).

### **Выводы**

1. Технические характеристики оборудования полностью соответствуют требованиям стандарта АО «Концерн Росэнергоатом» СТО 1.1.1.01.001.0877-2017 (АСИДК АС), ГОСТ 27451-87, а также международным стандартам IEC 61526, ANSI 42.20.

2. Комплект оборудования является современным и эффективным решением для автоматизации дозиметрического допуска персонала и сокращения трудозатрат, как специалистов отдела радиационной безопасности, так и специалистов подразделений АЭС, участвующих в организации дозиметрического допуска, анализе дозовых нагрузок и времени работы персонала как в зоне контролируемого доступа в целом, так и при выполнении конкретной работы.

3. Внедрение комплекса на АЭС и других предприятиях ГК «Росатом» позволит сократить потери рабочего времени персонала подрядных организаций за счет автоматизации программирования, выдачи и сдачи дозиметров, а также минимизировать риски влияния человеческого фактора.

4. В рамках реализации политики импортозамещения разработка и производство продукции находится в Евразийском Экономическом Союзе (в Российской Федерации и Республике Беларусь), что позволяет осуществлять надежную техническую поддержку эксплуатации оборудования и его сервисное обслуживание.

## **СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ РАДИОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ РОССИЙСКИМИ АЭС В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

*Курьиндин А.В., Шаповалов А.С.  
ФБУ «НТЦ ЯРБ», Москва*

Действующая в Российской Федерации практика в области ограничения радиационного воздействия объектов использования атомной энергии (в том числе атомных станций) на население в условиях их нормальной эксплуатации предполагает установление нормативов допустимых выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду, что напрямую вытекает из положений Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [1]. В соответствии с положениями п. 4 статьи 23 [1] выбросы и сбросы радиоактивных веществ в окружающую среду допускаются в пределах установленных нормативов и на основании разрешений, выданных органами исполнительной власти, осуществляющими государственное управление в области охраны окружающей среды. Органом власти, уполномоченным на исполнение вышеуказанных функций, на основании положений постановлений Правительства Российской Федерации от 02.03.2000 № 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него» [2], от 23.07.2007 № 469 «О порядке утверждения нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей» [3] и от 30.07.2004 № 401 «О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» [4], является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее - Ростехнадзор). Стоит также отметить, что помимо указанного выше, в соответствии с п. 13 вступившего в силу постановления Правительства Российской Федерации от 16.05.2016 № 422 «Об утверждении Правил разработки и утверждения методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками» [5], в полномочия Ростехнадзора включено согласование в установленном им порядке методик расчета выбросов радиоактивных веществ.

Действующая нормативно-методическая система Ростехнадзора в области регулирования выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду (см. рис. 1) устроена следующим образом. Основные принципы и критерии, которые должны соблюдаться при разработке нормативов предельно допустимых выбросов (далее - ПДВ) радиоактивных веществ в атмосферный воздух и нормативов допустимых сбросов (далее - ДС) радиоактивных веществ в водные объекты, установлены положениями Методики разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферный воздух [6] и Методики разработки нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты для водопользователей [7], в то время как рекомендуемые Ростехнадзором модели для расчета необходимых радиологических параметров, определение которых регламентировано требованиями методик [6] и [7],



Рис. 1. Нормативно-методическое обеспечение в области регулирования выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду

содержатся в руководствах по безопасности при использовании атомной энергии Ростехнадзора [8] и [9]. В руководстве по безопасности [10], в свою очередь, содержатся рекомендации Ростехнадзора по структуре и содержанию документов, обосновывающих нормативы ПДВ и ДС. Такая структура нормативно-методической системы, с одной стороны, устанавливает обязательные к исполнению требования к разработке нормативов, но, с другой стороны, оставляет разработчику нормативов свободу в выборе используемых моделей.

Рассмотрим более детально требования методик [6] и [7] к разработке нормативов ПДВ. В первую очередь следует отметить требования [6] и [7] к выбору подлежащих нормированию источников выброса/сброса и радионуклидов. В соответствии с [6] и [7] нормированию подлежат:

- стационарные источники выброса/сброса, создаваемая которыми годовая эффективная доза облучения населения без учета рассеивания превышает 10 мкЗв;
- радионуклиды, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды (перечни которых для выбросов в атмосферный воздух и для сбросов в водные объекты установлены распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2015 № 1316-р [11]), обуславливающие 99 %-ный вклад в годовую эффективную дозу облучения населения.

В соответствии с методикой [6] нормативы ПДВ радиоактивных веществ в атмосферный воздух должны устанавливаться исходя из соблюдения следующих условий:

- 1) непревышение выделенной для организации квоты от предела эффективной дозы для лиц из населения, установленной НРБ-99/2009 [12];
- 2) обеспечения сохранения благоприятных условий жизнедеятельности человека и устойчивого функционирования естественных экологических систем, природных и природно-антропогенных объектов, а также сохранения биологического видового разнообразия.

Условие 1) выполняется, если соблюдается следующее соотношение:

$$\sum_i E_i \leq \delta, \quad (1)$$

где:  $E_i$  — годовая эффективная доза облучения населения, обусловленная воздействием  $i$ -го источника выброса, Зв/год;  $\delta$  — квота на облучение от выбросов, устанавливаемая для предприятий (организаций), Зв/год.

Условие 2) выполняется, если соблюдается следующее соотношение:

$$U_{r,l} = \sum_i U_{i,r,l} \leq ППВ_{r,l}, \quad (2)$$

где:  $U_{r,l}$  — показатель негативного воздействия  $l$ -го типа радиационного загрязнения окружающей среды  $r$ -тым радионуклидом на экологические системы, природные и природно-антропогенные объекты;  $U_{i,r,l}$  — вклад в это негативное воздействие  $i$ -го источника выброса;  $ППВ_{r,l}$  — предел приемлемого воздействия  $l$ -го типа для  $r$ -го радионуклида.

В качестве показателей негативного воздействия могут использоваться, например, накопление радионуклидов в поверхностном слое почвы или в донных отложениях расположенных в окрестности источника выбросов водоемов. В этом случае в качестве  $ППВ$  следует рассматривать значения удельных активностей радионуклидов, допускающих неограниченное использование твердых материалов (далее - УАНИ), установленных в ОСПОРБ-99/2010 [12]. В качестве других примеров негативного воздействия можно указать содержание радионуклидов в различных объектах биоты. Примерами документов, определяющих  $ППВ$  таких типов, являются разработанный ФГБУ «НПО «Тайфун» документ [13].

В этой связи также следует отметить, что в настоящее время проходит процедуру согласования постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении положения о разработке, установлении и пересмотре нормативов качества окружающей среды», в текущей редакции проекта которого указано, что экологические нормативы качества окружающей среды по показателям уровней радиоактивности устанавливаются для компонентов природной среды в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Минприроды России, и применяются в части, не противоречащей законодательству Российской Федерации в области радиационной безопасности населения. Таким образом, после вступления в силу указанного постановления и утверждения методических указаний установление нормативов ПДВ с использованием формулы (2) необходимо будет выполнять с использованием нормативов качества окружающей среды по показателям уровней радиоактивности.

Таким образом, методика [6] характеризуется гибкостью критериев, на основании которых должны разрабатываться нормативы ПДВ, поскольку в ней помимо антропоцентрического подхода к защите окружающей среды («защищен человек - защищена биота») заложены принципы, направленные и на реализацию экоцентрического подхода.

Основными критериями, исходя из соблюдения которых должны устанавливаться нормативы ДС, в соответствии с методикой [7], являются:



- 1) непревышение значением годовой эффективной дозы облучения населения, обусловленной сбросами радиоактивных веществ, значения установленной для организации квоты на облучение от сбросов организацией радиоактивных веществ в водные объекты  $\delta$ ;
- 2) недопустимость накопления радионуклидов в донных отложениях водного объекта в количествах, превышающих значения УАНИ (для техногенных радионуклидов установлены в [12], а для материнских радионуклидов природного происхождения в методике [7] установлено значение 10 Бк/г, принятое на основе положений документа МАГАТЭ [14]);
- 3) недопустимость превышения активностями радионуклидов в сбросах одной десятой от установленных постановлением Правительства Российской Федерации [16] минимальных значений удельной активности данных радионуклидов в отходах, на основании которых жидкие отходы относятся к РАО;
- 4) непревышение допустимых значений содержания радионуклидов в питьевой воде, установленных в приложении № 2а к [11] (используется только в случае, если водный объект, в который осуществляется сброс, используется для целей питьевого водоснабжения населения).

С учетом вышеизложенного нормативы ДС  $r$ -го радионуклида из  $n$ -го источника сброса в соответствии с методикой [7] должны определяться как:

$$ДС_{r,n} = \min(ДС_{r,n}^{\text{доз}}, ДС_{r,n}^{\text{ДО}}, ДС_{r,n}^{\text{ОА}}, ДС_{r,n}^{\text{ПВ}}), \quad (3)$$

где  $ДС^{\text{доз}}$ ,  $ДС^{\text{ДО}}$ ,  $ДС^{\text{ОА}}$ ,  $ДС^{\text{ПВ}}$  — рассчитанные значения ДС по каждому из вышеперечисленных критериев 1)–4).

Следует отметить, что аналогично радиоактивным выбросам после вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении положения о разработке, установлении и пересмотре нормативов качества окружающей среды» и соответствующих методических указаний Минприроды России при разработке нормативов сбросов радиоактивных веществ в водные объекты в силу пункта 1 статьи 23 [1], согласно которой нормативы допустимых сбросов веществ устанавливаются исходя из нормативов качества окружающей среды, возникнет необходимость учитывать установленные нормативы качества окружающей среды при разработке нормативов допустимых сбросов.

Рекомендации руководства по безопасности [8] и [9] разработаны в целях содействия разработке нормативов ПДВ и ДС и содержат описание моделей для расчета всех необходимых параметров, знание которых требуется в соответствии с соотношениями для расчета ПДВ и ДС, установленными в [6] и [7]. Данные рекомендации учитывают как опыт международных организаций в области использования атомной энергии (например, МАГАТЭ, МКРЗ), так и опыт организаций стран с развитой атомной энергетикой (например, Национальная комиссия по ядерному регулированию США, Агентство по охране окружающей среды США).

Важно отметить, что область применения методик [6] и [7] такова, что установление нормативов по указанным методикам может выполняться не только для организованных (точечных) источников радиоактивных выбросов и сбросов, но также неорганизованных (например поверхностных и объемных) источников. В отличие от организованных источников, для которых основным методом определения показателей актив-

ности поступления радиоактивных веществ в окружающую среду является инструментальный метод, для неорганизованных источников радиоактивных выбросов и сбросов основным методом контроля выбросов и сбросов является расчетный метод.

В этой связи предусмотренный в [5] механизм утверждения (по согласованию с Ростехнадзором) методик расчета выбросов радиоактивных веществ является важной основой для обеспечения регулирующего контроля за корректностью радиологической характеристики источников выбросов. Так, в пункте 8 [5] указано, что в случае отсутствия практической возможности проведения инструментальных измерений выбросов (в качестве причины такой невозможности в [5] отмечен неорганизованный стационарный источник) для определения применимости методики расчета используется расчет на основе материально-сырьевого баланса технологического процесса, физико-химических закономерностей процессов образования выбросов или показателей удельных величин выбросов от однотипного оборудования. При этом в соответствии с [5] в составе материалов обоснования применимости методики расчета должны содержаться сведения о месте проведения исследований, исследуемом технологическом оборудовании, режимах работы оборудования во время измерений, программа измерений с описанием методики (методов) измерений, описание процедуры измерений или подсчета расходуемого сырья и произведенной продукции, а также перечень используемых источников информации, из которых берутся исходные данные для расчетов (названия используемых справочников и (или) стандартов).

Из изложенного выше следует, что действующая нормативная база по регулированию выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду включает в себя значимое количество документов разных уровней (федеральное законодательство, подзаконные акты, ведомственные акты Ростехнадзора и рекомендации), что может осложнять их применение специалистами на практике. Далее рассмотрены некоторые практические примеры применения указанных актов.

1. Одним из источников радиоактивного загрязнения окружающей среды, являются поля фильтрации, эксплуатируемые, например, на Нововоронежской АЭС. При этом применимость методики [7] к полям фильтрации как к источнику сбросов радиоактивных веществ в водные объекты на первый взгляд неочевидна. Так, в соответствии со статьей 1 [1] под нормативными допустимыми сбросов понимаются нормативы сбросов загрязняющих веществ в составе сточных вод в водные объекты, которые определяются, в том числе, как показатели активности радиоактивных веществ, допустимые для сброса стационарными источниками в водные объекты. Таким, образом, казалось бы, методика [7] не распространяется на радиоактивные сбросы на поля фильтрации. Однако, с другой стороны, в указанном выше определении упоминаются сточные воды. Термин сточные воды в соответствии с Федеральным законом от 03.06.2006 № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации» [17] определен как дождевые, талые, инфильтрационные, поливомоечные, дренажные воды, сточные воды централизованной системы водоотведения и другие воды, отведение (сброс) которых в водные объекты осуществляется после их использования или сток которых осуществляется с водосборной площади. Учитывая, что термин водосборная площадь (водосбор,

водосборный бассейн) в соответствии с [18] определен как территория, с которой поверхностные и подземные воды стекают в определенный водоем, и что при этом различают наземную (поверхностную) и подземную водосборные площади, можно прийти к логичному выводу, что в случае, если сбросы в водные объекты сточных вод, содержащих радиоактивные вещества, происходят в результате разгрузки вод, попавших на водосборную площадь, необходимо установление нормативов ДС для этой площади.

2. Еще одним значимым источником радиоактивного загрязнения окружающей среды, подлежащим нормированию в силу [6] являются брызгальные бассейны Балаковской и Ростовской АЭС, в которые отводятся дебалансные воды систем спецводоочистки [19,20]. Характерной особенностью указанных неорганизованных источников выбросов является то, что прямое измерение выбросов радиоактивных веществ из них невозможно. В связи с этим контроль выбросов из брызгальных бассейнов возможно осуществлять лишь с использованием расчетных методик. Таким образом, как уже отмечалось выше, для брызгальных бассейнов как для источников радиоактивных выбросов должны быть разработаны и согласованы с Ростехнадзором в порядке, установленном в [5] методики расчета выбросов.

В заключение необходимо отметить, что планомерное совершенствование законодательства, относящегося к нормированию радиоактивных выбросов и сбросов, будет способствовать снижению сложностей с применением нормативных документов в данной области. При этом следует отметить, что в настоящее время опубликовано подготовленное авторами методическое пособие в двух частях [21] и [22] (см. рис. 2), использование которого позволяет снять ряд таких сложностей.



Рис. 2. Методическое пособие по вопросам регулирования выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду

## Список литературы

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.2000 № 183 «О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.07.2007 № 469 «О порядке утверждения нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.07.2004 № 401 «О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2016 № 422 «Об утверждении Правил разработки и утверждения методик расчета выбросов вредных (загрязняющих)

щих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками».

6. Методика разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух: утверждена приказом Ростехнадзора от 07.11.2012 № 639, зарегистрированным в Минюсте России 18.01.2013, рег. № 26595.

7. Методика разработки нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты для водопользователей: утверждена приказом Ростехнадзора от 22.12.2016 № 551, зарегистрированным в Минюсте России 15.02.2017, рег. № 45652.

8. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии РБ-106-15 «Рекомендуемые методы расчета параметров, необходимых для разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух»: утверждено приказом Ростехнадзора от 11.11.2015 № 458.

9. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии РБ-126-17 «Рекомендуемые методы расчета параметров, необходимых для разработки нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты»: утверждено приказом Ростехнадзора от 25.07.2017 № 281.

10. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии РБ-085-13 «Рекомендации по содержанию документов, обосновывающих нормативы предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух и нормативы допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты»: утверждено приказом Ростехнадзора от 19.08.2013 № 362.

11. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009). Санитарные правила и нормы: утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 07.07.2009 № 47, зарегистрированным в Минюсте России 14.08.2009, рег. № 14534.

12. СП 2.6.1.2612-10. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010): утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 26.04.2010 № 40, зарегистрированным в Минюсте России 11.08.2010, рег. № 18115.

13. Порядок расчета контрольных уровней содержания радионуклидов в объектах природной среды. Р 52.18.852-2016, Р 52.18.853-2016.

14. General Safety Requirements. – GSR Part 3. – IAEA, 2014.

15. НП-058-14. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Безопасность при обращении с радиоактивными отходами. Общие положения»: утверждены приказом Ростехнадзора от 05.08.2014 № 347, зарегистрированным в Минюсте России 14.11.2014, рег. № 34701.

16. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.10.2012 № 1069 «О критериях отнесения твердых, жидких и газообразных отходов к радиоактивным отходам, критериях отнесения радиоактивных отходов к особым радиоактивным отходам и к удаляемым радиоактивным отходам и критериях классификации удаляемых радиоактивных отходов».

17. Федеральный закон от 03.06.2006 № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации».

18. «Комментарий к Федеральному закону от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (постатейный) (под редакцией О.Л. Дубовик).

19. Курындин А.В., Строганов А.А., Шаповалов А.С. Результаты оценки радиационного воздействия выбросов брызгальных бассейнов российских атомных станций. Ядерная и радиационная безопасность, № 4 (74)-2014.

20. Екидин А.А., Антонов К.Л., Васильев А.В., Васянович М.Е., Пышкина М.А., Курындин А.В., Шаповалов А.С., Антушевский А.С., Семенов М.А., Мурашова Е.Л., Капустин И.А., Филатов И.Ю. Оценка поступления трития в атмосферу из брызгальных бассейнов Балаковской АЭС в холодный период. Ядерная и радиационная безопасность, № 3 (85)-2017.

21. Методическое пособие по вопросам регулирования выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду: Часть I. Методические основы регулирования и монито-

ринга выбросов и сбросов. Нормирование выбросов радиоактивных веществ в окружающую среду - М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2015. - 170 с.

22. Методическое пособие по вопросам регулирования выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду: Часть II. Регулирование сбросов радиоактивных веществ в водные объекты - М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2017. - 114 с.

## КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ (АСКРО) НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

*Бакин Р.И., Шведов А.М., Красноперов С.Н.,*

*Арон Д.В., Киселев А.А.*

*Институт проблем безопасного развития атомной  
энергетики Российской академии наук (ИБРАЭ РАН),  
г. Москва*

### Введение

АСКРО является одним из инструментов, предназначенных для оперативного оповещения в аварийных ситуациях и информационной поддержки при принятии решений, направленных на ликвидацию аварий и их последствий. Данные о радиационной обстановке, полученные с помощью АСКРО в условиях нормальной эксплуатации радиационно-опасных объектов, предназначены для информирования общественности с целью подтверждения безопасной работы предприятий и акционерных обществ атомной энергетики и промышленности. [1]

С вводом в действие НП-001-15 [2] АСКРО относится к системам, важным для безопасности АС.

Исходя из новых требований к созданию (проектированию, конструированию, изготовлению, СМР и ПНР) новых и модернизация существующих АСКРО потребуют от АО «Концерн Росэнергоатом» значительных финансовых средств. Выполнение этих требований многократно увеличивает стоимость одного поста за счет применения в АСКРО оборудования класса 3 по НП-001-15, его размещения в сейсмоустойчивых павильонах, электропитания первой группы по системам аварийного электроснабжения (САЭ) и др. дополнительных требований.

### Зональное размещение постов АСКРО

На каждую объектовую АСКРО накладываются требования по исполнению функций оперативного оповещения в аварийных ситуациях и информирования общественности с целью подтверждения безопасной работы АЭС, именно на **каждую систему**, а не на каждый пост АСКРО. Исходя из этого предлагается объектовую АСКРО формировать из 3-х зон

1. Зона оперативной регистрации параметров аварийного выброса. Это посты, оснащенные датчиками мощности дозы и, при необходимости, спектрометрическими каналами с передачей информации в режиме реального времени.

2. Зона ЛСО (локальная система оповещения населения в районе расположения АС). Посты оснащаются датчиками мощности дозы с передачей информации в режиме реального времени для поддержки диспетчеров

по ЛСО и располагаются в населенных пунктах 5 км зоны вокруг АС.

3. Зона информирования населения. Обычные информационные цифровые табло с передачей или без передачи информации, расположенные в местах скопления людей в населенных пунктах. Размещение информационных табло должно проводиться во всех населенных пунктах зоны наблюдения, за исключением населенных пунктов зоны ЛСО.

В такой конфигурации при явной экономии финансовых средств система в целом будет полностью выполнять свои функции.

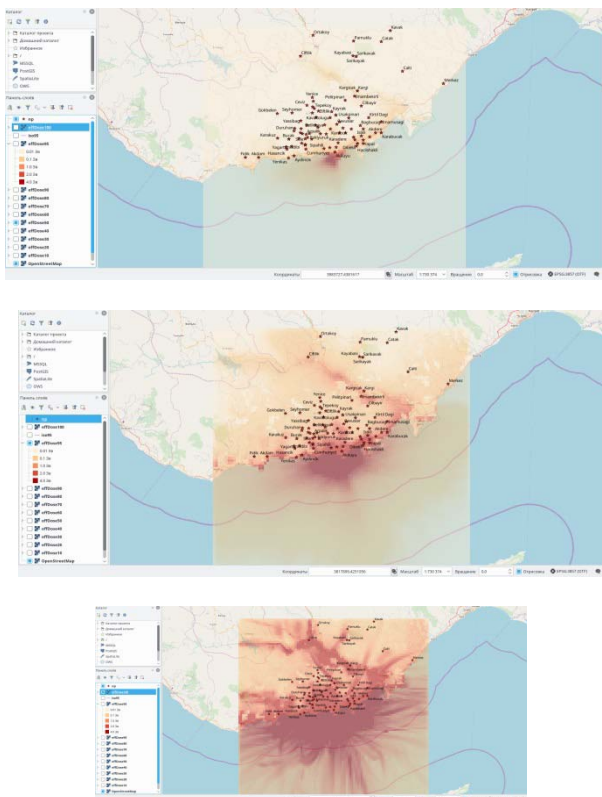
### Оснащение постов АСКРО спектрометрическими системами.

В соответствии с пунктом 11.1.7 СП АС-2003 [3]: «На промплощадке АС (в составе АСРК) и за ее пределами (в составе АСКРО) должны располагаться автоматизированные посты радиационного контроля, позволяющие при запроектной аварии получить информацию, необходимую для восстановления значения активности радионуклидов, поступивших за пределы зданий, сооружений и СЗЗ АС, оценить изменение гамма-фона на местности».

В настоящее время посты АСКРО АС оснащены датчиками мощности дозы гамма-излучения. Данного вида информации с постов АСКРО недостаточно для количественного определения параметров аварийного выброса, а именно, обнаружения в воздухе техногенных радионуклидов и определения их соотношения в аварийном выбросе. Следствием этого является невозможность проведения реалистичной оценки и прогноза возможных доз облучения населения в случае аварии на АС. Решением данной проблемы могло бы стать оснащение постов АСКРО более информативными сцинтилляционными и (или) полупроводниковыми спектрометрами.

### Методология радиологических расчетов для оптимизации расположения постов АСКРО

При проведении численных расчетов параметров радиационной обстановки для сценариев аварий, связанных с аварийными атмосферными выбросами необходимо учитывать неоднородную пространственную и временную структуру атмосферных течений, которая неразрывно связана с климатическими особенностями географического положения площадки размещения АЭС. Современные подходы к установлению зон планирования защитных мероприятий [4,5] рекомендуют рассмотрения областей, моделирование которых превышает возможности применения гауссовых моделей атмосферной дисперсии, при этом многие из площадок проектируемых АЭС расположены на побережьях на территориях со сложным рельефом местности, что делает использование “классических” подходов некорректным. Учет реальных климатических и метеорологических условий позволяет точнее определить возможные последствия для населения, однако его использование без специальных гидродинамических метеорологических моделей не позволяет повысить достоверность результатов моделирования. Также следует учитывать, что тяжелые запроектные аварии с плавлением топлива в некоторых случаях могут приводить к длительным вы-



Распределения загрязнения на примере запроектной аварии на АЭС Аккую

бросам. Некоторые типовые запроектные аварии АЭС например, в Планах защиты персонала, имеют длительность несколько дней (Калининская АЭС).

На рисунке на примере запроектной аварии на АЭС Аккую показано, что картина возможного распределения загрязнения отличается от картины, которая могла бы быть получена с использованием гауссовых моделей, кроме того в область, для которой загрязнение может носить существенное загрязнение входит долина реки на северо-востоке от АЭС, при этом часть территорий на северо-западе практически не подвержена загрязнению.

Поэтому, при проведении радиологических расчетов зон при атмосферном переносе радиоактивных веществ в районе расположения АЭС необходимо использовать всю имеющуюся информацию, а также повторяемость метеорологических условий во времени. Подобный подход используется для определения границ зон планирования защитных мероприятий, в частности, в работах в рамках проекта SAFIR в Финляндии [6] рассматриваются вопросы перехода к использованию расчетных трехмерных метеорологических полей для расчета возможных последствий тяжелых запроектных аварий. Аналогичный подход может быть использован и для зонирования зон расположения постов АСКРО. В рамках данного подхода для моделирования распространения радиоактивных веществ в атмосфере используются метеорологические данные на основе пространственно-временных полей метеорологических параметров (компоненты скорости ветра, коэффициенты горизонтальной и вертикальной диффузии и осадки). Поля метеорологических параметров определяются на основе гидродинамической метеорологической модели, позволяющей решать задачу с учетом климатических особенностей расположения объекта.

В основе расчетного анализа возможных последствий аварийных выбросов лежит использование результатов серии расчетов с варьируемым началом момента выброса. При этом для каждой точки расчетной области приводится статистическая оценка характеристик радиоактивного загрязнения, полученная за счет изменения времени начала выброса. После проведения моделирования проводится статистическая обработка ансамбля результатов моделирования в каждой точке расчетной области. По расчетным данным можно выбрать точки размещения постов АСКРО по заданным условиям, например с заданной вероятностью регистрировать газоаэрозольные выбросы превышающие определенную активность или выброс при проектном режиме 3-ей категории и т.д.

## Выводы

Используя указанные выше подходы, можно реализовать оптимальное размещение постов АСКРО (включая спектрометрический модуль), сформировать состав необходимого оборудования и программных средств для его оптимальной работы и выполнения своих функциональных задач. При этом будут использованы как уже имеющиеся сценарии по аварийным ситуациям на АС так и вновь рассчитанные, аттестованные программные средства для моделирования переноса радиоактивных выбросов, а также модели и программные средства распространения излучения и моделирования отклика детекторов гамма-излучения.

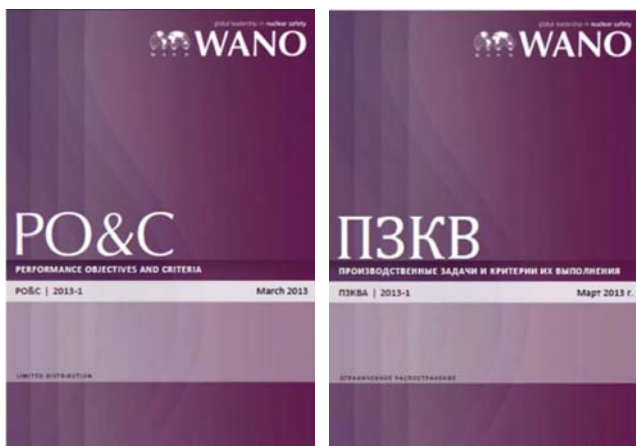
## Список литературы

1. «Положение об отраслевой автоматизированной системе контроля радиационной обстановки Госкорпорации «Росатом», утвержденное заместителем генерального директора Госкорпорации «Росатом» 09 марта 2010 года
2. «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций». НП-001-15.; Ростехнадзор, приказ от 17 декабря 2015 г. N 522. Зарегистрирован Минюстом России 2 февраля 2016 г., N 40939
3. СанПин 2.6.1.24-03 «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций» СП АС-2003, утверждены Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 22 апреля 2003 г.
4. IAEA, 2013, Actions to Protect the Public in an Emergency due to Severe Conditions at a Light Water Reactor, EPR-NPP Public Protective Actions-2013, International Atomic Energy Agency, Vienna,
5. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Минимизация радиационных последствий для населения и персонала при ликвидации последствий аварий на энергоблоках атомных электростанций разных типов. Методика оптимизации мер по защите населения и территорий» (РБ-094-14) утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19 марта 2014 года N 107
6. SAFIR. The Finnish Research Programme on Nuclear Power Plant Safety 2003-2006. Executive Summary. Ed. by Eija Karita Puska. Espoo 2006.

# ОПЫТ УЧАСТИЯ В МИССИЯХ (ТЕХНИЧЕСКОЙ) ПОДДЕРЖКИ (МП) И ПАРТНЕРСКИХ ПРОВЕРКАХ (ПП) ПО НАПРАВЛЕНИЮ “РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС”

Афанаскин Ю.А.  
ВАО АЭС-МЦ

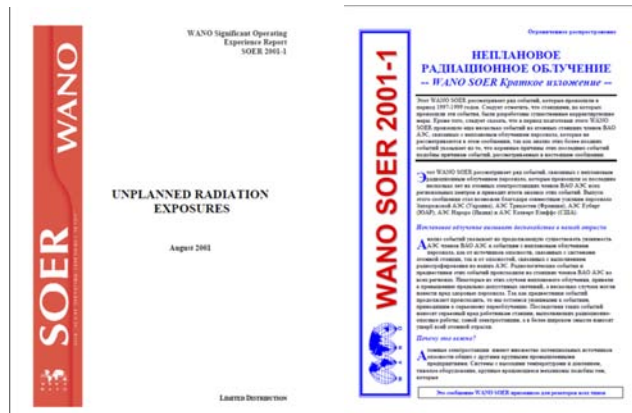
В ходе Партнерских проверок ВАО АЭС, эксперты команд сравнивают результаты своих наблюдений с лучшим международным опытом. В случае выявления значительных несоответствий, разрабатываются области для улучшения (ОДУ). Под лучшим международным опытом, при этом, понимается описание «идеальной» атомной станции, приведенное в документе ВАО АЭС «Производственные задачи и критерии их выполнения» ПЗКВ-2013:



Кроме того, с целью оказания помощи эксплуатирующим организациям – членам ВАО АЭС в достижении высоких показателей в области радиологической защиты разработан и действует документ WANO GL 2004-01 «Руководство по обеспечению радиологической защиты на АЭС» (Рев.-1). Актуализированный вариант GL 15-2016:



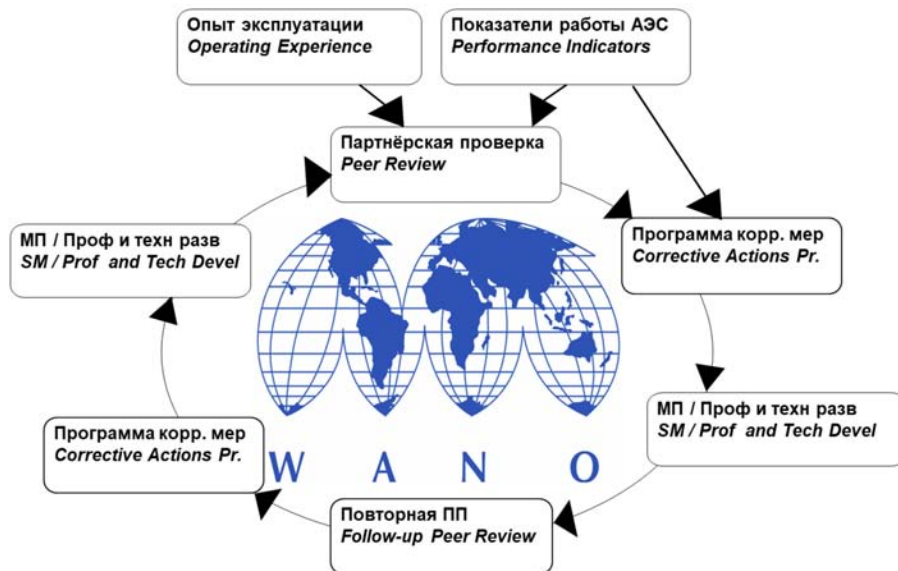
На основании анализа событий, происшедших на АЭС мира и связанных с проблемами радиационной защиты, разработан ряд практических рекомендаций, изложенных в SOER 2001-1 «Неплановое радиационное облучение»:



Московский центр ВАО АЭС регулярно выполняет анализ выявляемых областей для улучшения, для акцентирования внимания на наиболее важных и часто встречающихся ОДУ. Периодически, обобщенные перечни типовых ОДУ рассылаются на АЭС Московского центра ВАО АЭС.

Результаты анализа ОДУ, касающихся области радиационная защита с 2012 по 2017 годы показали, что наиболее часто фиксируются ОДУ по следующим направлениям:

- соблюдение правил радиационной безопасности персоналом, работа по дозиметрическим нарядам;
  - контроль радиоактивного загрязнения персонала, помещений и оборудования;
  - применение приборов контроля радиоактивных загрязнений и индивидуальных дозиметров;
  - применение СИЗ (спецодежды, спецобуви, перчаток, касок, респираторов и т.д.);
  - контроль доз облучения, включая бета и нейтронное облучение персонала;
  - распространение радиационного загрязнения, недостатки методов работ и процедур по предотвращению распространения радиоактивного загрязнения;
  - недостатки или отсутствие принудительного контроля индивидуального загрязнения и загрязнения мелких предметов, выносимых из ЗКД;
  - недостаточная эффективность установок радиационного контроля на границе ЗКД;
  - выявление, учет, маркировка и удаление зон с высокой радиационной опасностью (горячих точек);
  - сокращение объема образующихся ТРО;
  - сбор и сортировка отходов в местах их образования;
  - обращение с ИИИ (хранение, учет);
  - обоснованность критериев реагирования на границе защитных барьеров;
  - контроль состояния физических барьеров на пути распространения радиоактивного загрязнения между помещениями различных категорий (процедуры по контролю плотности закрытия дверей, состояние запирающих устройств дверей, состояние клапанов избыточного давления);
  - наличие в ЗКД посторонних предметов и материалов;
  - недостатки детализации действий персонала и методологии измерений;
  - документирование радиологической информации.
- Принципиально, процесс поддержки АЭС со стороны ВАО АЭС выглядит следующим образом:
- Партнёрская проверка – наблюдения, определение областей для улучшения (ОДУ);
  - Разработка корректирующих мероприятий;



- Проведение мероприятий поддержки;
- Проверка и оценка эффективности выполнения мероприятий по ОДУ.

Отдельно стоит отметить, что при освоении нового оборудования, приведении модернизации, внедрении новых методов и методик, неизбежны вопросы и проблемы, связанные с недостатком конкретного опыта. Наличие возможности использования внешнего опыта, а особенно, если есть возможность рассматривать различные варианты решения проблем, обмен опытом между специалистами различных АЭС может значительно снизить вероятность неэффективных решений, человеческих ошибок, необоснованных временных и финансовых затрат.

Далее приводятся несколько примеров решения проблемных вопросов, отраженных в ОДУ на различных АЭС:

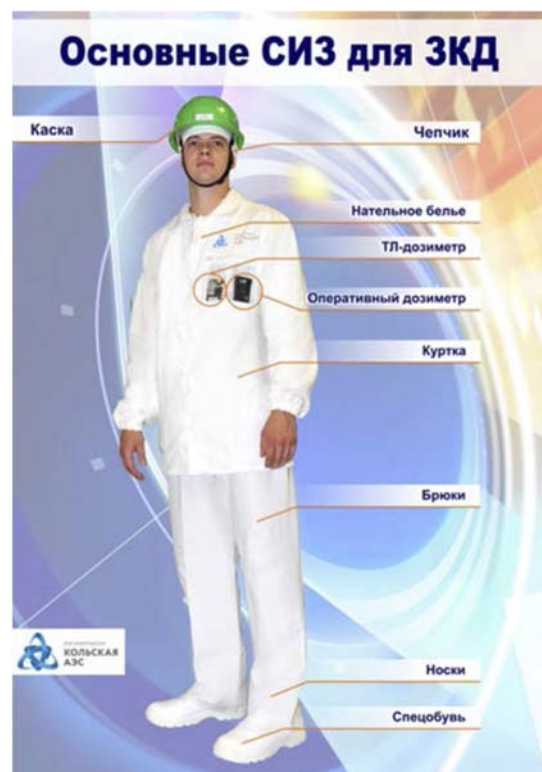
Одной из наиболее часто встречающихся областей для улучшения, является неправильное ношение и применение индивидуальных дозиметров. Данная проблема обсуждалась в ходе нескольких миссий поддержки на разных АЭС. В результате анализа опыта эксплуатации индивидуальных дозиметров был выработан ряд рекомендаций, позволивших найти возможные решения проблемы.

В основном содержание рекомендаций сводилось к конструкции спецодежды (размещение на спецодежде специальных карманов для индивидуальных дозиметров с учетом их типов, применяемых на конкретной АЭС), совершенствования процесса обучения персонала, учебных материалов и наглядных средств обучения.

Очень часто, непродуманная конструкция спецодежды не рассчитана на применяемые типы дозиметров, ношение пропуска, ручек и т.д.

В ходе миссий поддержки на различных АЭС были выработан ряд рекомендаций, которые необходимо учитывать при разработке моделей и заказе спецодежды:

- Конструкция спецодежды должна соответствовать размерам и способам крепления применяемых дозиметров.
- Взаимное расположение дозиметров должно соответствовать рекомендация Руководства WANO GL 2004-01 (GL 15-2016)).
- Размещение электронных прямопоказывающих дозиметров (ЭПД) на спецодежде должно обеспечивать



возможность лёгкого и удобного считывания показаний.

- Конструкция спецодежды должна обеспечивать надёжное закрытое состояние карманов, предотвращающее возможность выпадения мелких предметов, особенно при работе с разуплотненным оборудованием.
- Конструкция спецодежды должна обеспечивать удобное размещение пропуска и мелких предметов, в соответствии с правилами, принятыми на АЭС и исключать размещение мелких предметов в карманах, предназначенных для дозиметров.
- Применяемые в ЗКД спецодежда и дозиметры должны соответствовать образцам в учебно-тренировочных центрах (УТЦ) и описываемым в станционной документации.

Достаточно часто выявляются области для улучшения, направленные на сокращение объема образующихся ТРО.

Одно из наиболее эффективных и простых решений по сокращению количества образующихся ТРО реализовано на АЭС Козлодуй (Болгария).

Решение заключается в принятии жестких требований по сокращению количества и объема материалов, вносимых в ЗКД. Любое оборудование, любые изделия должны освобождаться от упаковки до вноса в ЗКД. Строгие требования предъявляются к выбору материалов, применяемых в ЗКД, в части сорбирующей способности, возможности эффективной дезактивации и дальнейшей утилизации.

Так же часто встречаются ОДУ по организации сбора и сортировки отходов.

Руководство WANO GL 2004-01 (GL 15-2016) рекомендует *отделять незагрязненный мусор от загрязненного в месте образования, а для отдельного сбора загрязненного и незагрязненного мусора в контролируемой зоне применять систему маркированных контейнеров.*

Аналогичные требования содержатся в НП-002-15: *В проекте АС должны быть предусмотрены:*

- сбор радиоактивных отходов отдельно от нерадиоактивных;
- сбор ТРО в специальных помещениях;
- сортировка ТРО в соответствии с их классификацией.

Все эти требования были успешно реализованы в результате выполнения комплекса мероприятий, разработанных по результатам партнёрской проверки АЭС Бушер:



Для отдельного сбора чистых и загрязненных отходов, здесь организованы специально оборудованные места, оснащенные приборами радиационного кон-

троля, специальными, цветными и маркированными мешками для сбора ТРО, необходимой наглядной информацией.

Одной из наиболее часто встречающихся типичных ОДУ является выявление, учет, маркировка и удаление зон с высокой радиационной опасностью (горячих точек).

Руководство WANO GL 2004-01 (GL 15-2016) рекомендует устанавливать измеримые, достижимые и требующие значительных усилий цели радиологической защиты для повышения показателей. Одним из индикаторов изменения показателей рекомендуется использование количества «горячих» радиологических точек.

*Горячая точка. Это локализованный источник, в [пять] раз выше фонового значения и составляет не менее 1 мЗв (100 мР) в час.*

Раздел ПЗКВ 2013-1 «Основы производственной деятельности в области радиационной защиты (RP.1)» включает в себя следующие критерии:

5. *Персонал понимает важность документирования подробной радиационной информации.*

7. *Персонал выполняет измерения уровней радиации и радиоактивного загрязнения и документирует их результаты со степенью детализации, необходимой для точного описания радиационной обстановки на рабочем месте.*

20. *Персонал в максимальной возможной степени поддерживает чистоту и отсутствие радиоактивного загрязнения в помещениях контролируемой зоны.*

Для снижения дозовой нагрузки на персонал и предотвращения распространения радиоактивных загрязнений, горячие точки должны выявляться, учитываться и контролироваться. По возможности, должны приниматься меры для их ликвидации. При планировании работ поблизости с горячими точками необходимо предпринимать дополнительные меры радиационной защиты.

В результате планирования и выполнения мероприятий по областям для улучшения, касающихся «Горячих точек», на станциях принимаются меры для повышения внимания, уделяемого «Горячим точкам», организовывается их выявление, локализация, маркировка и учёт. Разрабатываются и реализуются мероприятия по их ликвидации. На некоторых станциях для более эффективной регистрации горячих точек и выполнения мероприятий по их устранению разработаны и эксплуатируются специальные информационные системы.

Одной из основных задач учёта и контроля радиоактивных веществ (РВ) и радиоактивных отходов (РАО) является создание и поддержание условий получения достоверной оперативной информации о наличии, количестве, состоянии и месте нахождения РВ (закрытых радиоактивных источников (ЗРИ) и открытых радиоактивных источников (ОРИ)) и хронологическое документирование сведений об их радиационных и физических характеристиках.

Наиболее часто выявляемые факты по обращению с ИИИ, касаются:

- Качества станционных инструкций по учету, контролю и применению ИИИ;
- Оборудования мест хранения ИИИ, обеспечивающих их сохранность и исключающих доступ к ним посторонних лиц.

В ходе партнёрских проверок были выявлены факты наличия и применения радиационных источников с истекшим сроком службы. Данные источники не применялись для целей калибровки, а использовались для

проверки работоспособности приборов радиационного контроля. Превышение срока службы источников, в некоторых случаях превышало 25 лет. Процедуры продления срока службы ИИИ отсутствовали.

Значительное количество выявляемых фактов касается проверки приборов РК перед работой.

Критерий 9 раздела RP.1 ПЗКВ 2013, говорит:

*Персонал выбирает и использует приборы радиационного контроля, соответствующие данной работе. Выбор приборов зависит от вида и ожидаемой интенсивности радиационного излучения. С целью подтверждения правильной настройки и работоспособного состояния измерительных приборов выполняются необходимые проверки с использованием калибровочных источников, а также проверка перед использованием.*

Специалистами АЭС, участвующими в миссиях поддержки, предлагаются варианты возможных решений, на основании которых разрабатываются рекомендации.

В части проверки приборов РК перед работой можно выделить следующие предложения:



Пример размещения контрольного гамма источника для оперативной проверки работоспособности переносных приборов РК (Украина)



Пример размещения контрольного бета источника для оперативной проверки работоспособности переносных приборов РК (Украина)



Пример размещения контрольного источника для оперативной проверки работоспособности переносных приборов РК (Китай)

Результаты проверки работоспособности приборов РК сравниваются с контрольными значениями для данного прибора, определёнными сразу после последней проверки. При различии показаний менее определённой на АЭС погрешности, прибор может быть использован для измерения. Таблица значений показаний приборов от контрольного источника должна быть легкодоступна и находиться в непосредственной близости от места проверки работоспособности приборов.

Рекомендуется фиксировать результаты измерений в ходе проверки работоспособности для выявления тенденции изменения настройки прибора и своевременной его замены.



**Допустимый интервал измерения**

RP 114	Povrchová kontaminácia
Hodnota	23,4 - 35,4
Dátum	Bq/cm2
26.1.2017 R	29
26.1.2017 O	28
26.1.2017 N	29
27.1.2017 R	28
27.1.2017 O	30
27.1.2017 N	29
28.1.2017 R	30
28.1.2017 O	30
28.1.2017 N	30
29.1.2017 R	29
29.1.2017 O	30
29.1.2017 N	30

Пример организации учёта результатов контроля работоспособности переносных приборов РК (Словакия)

Регулярное проведение партнёрских проверок и миссий поддержки с последующей разработкой и выполнением мероприятий по выявленным ОДУ и разработанным рекомендациям, приводит к непрерывному совершенствованию организации радиационной защиты станций, качества радиационного контроля и в конечном счёте к повышению радиационной безопасности персонала и населения, снижению возможного негативного воздействия на окружающую среду.

Это наглядно подтверждается снижением количества повторяющихся и продолжающихся ОДУ по радиационной защите.

Кроме того, это положительно отражается на общемировой тенденции снижения коллективной дозы (показатель BAO АЭС – CRE (collective radiation exposure)):





# РАСЧЕТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЗАДАЧ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ПРИ ЗАПРОЕКТНЫХ ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЯХ

*Киселев А.Е., Долганов К.С., Томащук Д.Ю.,  
Бакин Р.И., Киселев А.А., Красноперов С.Н.  
Институт проблем безопасного развития атомной  
энергетики Российской академии наук*

ИБРАЭ РАН с 1999 года в тесном сотрудничестве с отраслевыми организациями ведет работы по созданию, верификации и практическому применению программных средств, необходимых для обоснования безопасности действующих и проектируемых АЭС с ВВЭР с учетом тяжелых аварий и разрушением активной зоны реакторов. ИБРАЭ РАН при обосновании безопасности обеспечивает моделирование событий и физических процессов тяжелых аварий, начиная от исходного события до потенциального радиоактивного выброса в окружающую среду, атмосферного переноса и радиационных последствий для населения. Современным инструментом для выполнения таких расчетов являются программные средства СОКРАТ и НОСТРАДАМУС. Связка этих кодов обеспечивает сквозной согласованный расчет всех стадий аварийного процесса и не имеет аналогов в России.

Код СОКРАТ/В3 предназначен для численного моделирования тяжелых запроектных аварий, включая образование и перенос радиоактивных веществ на реакторных установках корпусного типа с водой под давлением типа ВВЭР. Версия СОКРАТ/В3 является развитием аттестованной версии СОКРАТ/В1 в область моделирования накопления радиоактивных веществ в топливе и поведения радиоактивных веществ в первом,

втором контурах и в защитной оболочке (ЗО) реакторной установки (РУ), а также физико-химических и гидродинамических процессов в устройстве локализации расплава (УЛР), с целью расчёта источника радиоактивных веществ в окружающую среду при тяжёлых авариях.

В частности, код СОКРАТ/В3 позволяет решать следующие задачи (рис. 1):

- расчёт массы и активности продуктов деления (ПД), накопленных в топливе за время нормальной эксплуатации реактора, предшествующее началу аварии;
- моделирование выхода ПД из топливной таблетки (UO<sub>2</sub>) в газовый зазор и поведение ПД в газовом зазоре;
- моделирование выхода ПД из газового зазора твэла в первый контур реакторной установки после разгерметизации оболочки твэла;
- расчёт переноса ПД в первом контуре и источника ПД в защитную оболочку;
- расчёт выхода ПД из первого во второй контур РУ в результате разрыва теплообменных труб парогенератора, переноса ПД по второму контуру и источника ПД в окружающую среду в случае байпасирования защитной оболочки;
- расчёт теплового состояния УЛР и выхода ПД и неконденсируемых газов из расплава в УЛР;
- расчёт переноса ПД в ЗО и источника ПД в окружающую среду в случае утечек через неплотности ЗО или в результате разрушения ЗО.

Важной особенностью СОКРАТ/В3 является использование моделей улучшенной оценки, основанных не на аппроксимации экспериментальных данных при помощи корреляций, а на решении уравнений математической физики, таких как:

- сопряженные модели окисления циркониевых сплавов (как в твёрдой, так и в жидкой фазе), термомеханики оболочек твэлов и растворения UO<sub>2</sub> топлива цирконием;

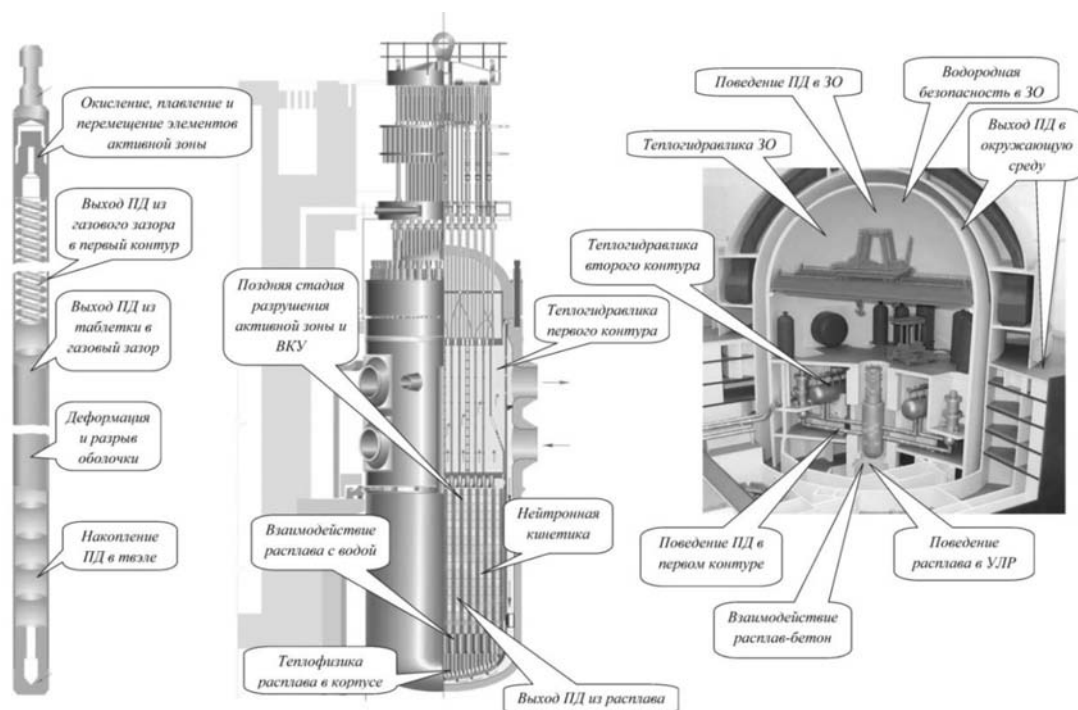


Рис. 1. Процессы, моделируемые кодом СОКРАТ/В3

- модель стекания расплава по поверхности цилиндрических элементов активной зоне;
  - модель выхода газообразных и аэрозольных ПД из твёрдого топлива;
  - модели кода MFPR (ИБРАЭ – IRSN) [1];
  - модель коагуляции полидисперсных аэрозолей.

Использование моделей улучшенной оценки позволяет моделировать более широкий круг процессов и явлений, а также повысить качество прогнозных оценок.

Верификационная база кода СОКРАТ/В3 регулярно обновляется как в части теплогидравлических процессов и процессов разрушения активной зоны, так и в области моделирования продуктов деления за счёт использования кода в международных бенчмарках и стандартных задачах:

- PARAMETER-SF (МНТЦ) [2];
- OSU MASLWR (МАГАТЭ – Орегонский университет) [3];
- ATMI-2 (WGAMA ОЭСР) [4];
- BSAF (АЯЭ ОЭСР – ТЕРСО) [5];
- ATLAS (АЯЭ ОЭСР) [6];
- FUMAC (МАГАТЭ);
- PKL4 (АЯЭ ОЭСР).

В настоящее время ведутся работы по подготовке версии СОКРАТ/В3 к аттестации в Ростехнадзоре.

Учёт основных процессов, определяющих развитие тяжёлых аварий, качество моделей и объём их верификации делают код универсальным средством расчётно-анализа. За последние 20 лет накоплен большой опыт практического использования кода (версии СОКРАТ/В1 и СОКРАТ/В3) при решении проектных и исследовательских задач безопасности АЭС как в России, так и за рубежом. В частности, код использовался при проектировании систем безопасности АЭС-2006 - УЛР, ПКРВ (пассивный каталитический рекомбинатор водорода), при анализе безопасности в рамках подготовки ПООБ (Китай, Иран, Индия, Финляндия), при оценке радиационных последствий для дальневосточного региона России в рамках аварийного реагирования на аварию на АЭС «Фукусима Дайичи» в 2011 г. [7], для детерминистической поддержки ВАБ-2 (НВАЭС-2, АЭС «Аккую», «Бушер-2»).

Расчётная оценка параметров и состава радиоактивного выброса в окружающую среду в СОКРАТ/В3 выполняется с учётом реалистического моделирования взаимосвязанных процессов накопления, химического взаимодействия, выхода из топлива, переноса и осаждения радиоактивных веществ. В коде реализован принцип разделения моделей по физическим процессам, которые описываются в отдельных модулях. Так, модуль БОНУС описывает временную эволюцию нуклидного состава, остаточного энерговыделения и активности продуктов деления и актиноидов в топливе как при работе на мощности, так и после останова реактора. В составе модуля РЕЛИЗ, описывающего процессы выхода продуктов деления из твёрдого оксидного топлива UO<sub>2</sub>, реализованы следующие модели:

- внутризеренный перенос ПД;
- межзеренный перенос ПД и выход ПД в газовый зазор твэла;
- внутризеренная нуклеация пузырьков;
- повторное растворение газов в топливе за счет облучения;
- повторное термическое растворение газов в топливе;
- диффузия газов в топливе;
- подвижность пузырьков;

- релаксация пузырьков;
- движение дислокаций;
- многофазное химическое равновесие;
- перенос газов при окислении и испарении топлива в смеси пар/водород/воздух;
- окисление топлива в смеси пар/водород.

В составе модуля ГАПРЕЛ реализована модель переноса ПД в газовом объеме твэла и выхода ПД через разрыв в оболочке твэла в первый контур вследствие перепада давления между твэлом и первым контуром РУ. Процессы поведения продуктов деления в первом контуре РУ и в защитной оболочке описываются в блоке переноса ПД и КМ (конструкционных материалов) (ПРОФИТ, CONTFR) с учётом моделей следующих процессов:

- коагуляция аэрозолей;
- гравитационное осаждение аэрозолей (седиментация);
- диффузионное осаждение аэрозолей в ламинарном и турбулентном потоках;
- инерционное осаждение аэрозолей в турбулентном потоке (турбофорез);
- осаждение аэрозолей в присутствии термоградиента (термофорез) в ламинарном и турбулентном потоках;
- осаждение аэрозолей в Стефановском потоке (диффузиофорез);
- конденсация и испарение летучих ПД.

Важным преимуществом кода СОКРАТ/В3 является учёт радиоактивных взаимопревращений ПД в процессе их массопереноса в РУ (модуль РАХИМ).

Источник продуктов деления и соединений урана, железа, никеля и хрома из расплава, возникающий в НКР (напорная камера реактора) после перемещения кориума из активной зоны, рассчитывается в модуле MFPR\_MELT при помощи следующих моделей:

- модель парообразования;
- модель кинетики испарения;
- модель диффузионного переноса паров ПД в приповерхностном (диффузионном) слое газовой фазы;
- модель переноса паров ПД потоком газовой смеси над расплавом;
- модель адсорбции кислорода из газовой среды;
- модель диффузии кислорода в расплаве;
- модель окисления компонентов расплава.

Дополнительно в коде СОКРАТ/В3 реализованы модели выхода малолетучих ПД на внекорпусной стадии тяжёлых аварий, в том числе при взаимодействии расплава с бетоном или с жертвенным материалом в УЛР.

В совокупности описанные модели, интегрированные с моделями теплогидравлики РУ и ЗО, разрушения активной зоны и внутрикорпусных устройств, моделью расплава внутри корпуса и в УЛР позволяют выполнять реалистическое моделирование протекания наиболее представительных тяжёлых аварий на энергоблоках АЭС с ВВЭР и получать расчётную оценку выброса радиоактивных веществ в окружающую среду в широком временном интервале (от исходного события до нескольких недель аварии).

Данные по параметрам источника выброса, полученные с использованием кода СОКРАТ, передаются в код НОСТРАДАМУС (v.10), созданный на базе моделей аттестованного программного средства НОСТРАДАМУС [8].

В основе кода НОСТРАДАМУС лежит лагранжева траекторная стохастическая модель атмосферного переноса примесей [9]. Учитываются:

- нестационарность источника;
- распределение источника в пространстве;

- возможность проводить расчет для нескольких одновременно функционирующих источников;
- полидисперсность выброса;
- различные скорости осаждения на поверхности с разными категориями земель (лес, вода и др.);
- радиоактивный распад и обеднение облака в процессе распространения (сухое осаждение и вымывание осадками).

Исходными данными для моделирования являются данные об источнике выброса (динамика, радионуклидный состав, физико-химические формы, эффективная высота выброса), данные о метеорологической обстановке (могут использоваться как точечные измерения с ближайшей метеорологической станции, так и результаты расчета трехмерных метеорологических полей с использованием модели WRF-ARW, рассчитанные на основе начальных граничных условий, полученных с использованием данных анализа моделями ПЛАВ2 (Росгидромет) или GFS (NCEP). В результате рассчитываются дозовые «функционалы» (расчетные значения доз на сетке, зависящие от времени относительно начала выброса), результаты сопоставления значений этих величин с критериями НРБ-99/2009 или МАГАТЭ (GSR-3) лежат в основе расчетов в обоснование безопасности. Модели расчета доз облучения и константное обеспечение этих моделей кода НОСТРАДАМУС позволяет рассчитывать поглощенные дозы, ОБЭ-взвешенные дозы и эквивалентные дозы на органы и ткани, эффективную дозу и дозу на все тело — т.е. все величины, для которых применяются дозовые пределы при авариях.

Поскольку в задачах обоснования безопасности рассматриваются гипотетические аварии — время начала аварии неизвестно, необходимо в определенных приближениях рассмотреть все возможные метеорологические сценарии. Их последующая статистическая обработка позволяет определить возможные последствия с заданной вероятностью их превышения. Обычно в таких расчетах используются данные измерений за последние несколько лет в предположении, что эти данные перекрывают большинство возможных метеорологических сценариев, которые могут привести к значительным последствиям для населения. Следует отметить, что также не исключаются метеорологические условия, способные привести к превышению расчетных значений доз облучения, однако совместная вероятность таких условий и вероятность возникновения аварии низка. Поэтому в код НОСТРАДАМУС, начиная с версии 9, включена возможность проведения многовариантных расчетов параметров радиационной обстановки с использованием метеорологических данных за определенный период времени с последующей статистической обработкой результатов моделирования. Такой подход учитывает существующие подходы (НТЦ ЯРБ, STUK, NRC и др.) к проведению анализа возможных последствий для населения аварий с выходом РВ в атмосферу, а использование лагранжевой модели позволяет использовать для таких расчетов трехмерные метеорологические поля вместо ранее использовавшихся точечных данных метеорологического мониторинга. Следует отметить, что существующие рекомендации (IAEA 2013, РБ-094-14) к проведению такого рода расчетов требуют рассмотрения областей, моделирование которых превышает возможности применения гауссовых моделей атмосферной дисперсии, при этом многие из площадок проектируемых АЭС расположены на побережьях на территориях со сложным

рельефом местности, что требует модернизации существующих подходов. В связи с этим использование кода НОСТРАДАМУС (v10) в связке с кодом СОКРАТ позволяет решать задачу проведения детерминистических расчетов в полном объеме от исходного события до доз на население, выполняя международные рекомендации и российский требования.

## Выводы

Необходимо отметить, что в настоящее время при строительстве АЭС в России и в других странах расчеты радиологических последствий при обосновании безопасности АЭС, зонирование территории вокруг АЭС выполняются при помощи программных средств, которые, хотя и аттестованы или одобрены к применению надзорными органами, но основаны на методиках, уже не соответствующих современному уровню моделирования атмосферного переноса и рекомендациям МАГАТЭ. С учетом строительства новых блоков АЭС в России, продления сроков эксплуатации работающих блоков и других видов деятельности, требующих подготовки отчетов в обоснование безопасности промышленных объектов [10] необходимо развивать в России аттестованные программные средства, позволяющие выполнять реалистические многовариантные расчеты возможных радиологических последствий атмосферных выбросов в полном соответствии с действующими стандартами МАГАТЭ и МКРЗ и с передовым уровнем моделирования таких задач.

## Литература

1. M.S. Veshchunov et al., Development of the mechanistic code MFPR for modelling fission-product release from irradiated UO<sub>2</sub> fuel, Nuclear Engineering and Design, Volume 236, Issue 2, 2006, Pages 179-200.
2. V. Nalivaev, A. Kiselev, J.-S. Lamy et al., The PARAMETER test series, 3rd European Review Meeting on Severe Accident Research (ERMSAR-2008), Neseber, Bulgaria, September 2008.
3. Evaluation of Advanced Thermohydraulic System Codes for Design and Safety Analysis of Integral Type Reactors, IAEA-TECDOC-1733, IAEA, Vienna, 2014.
4. Ability of current advanced codes to predict in-vessel core melt progression and degraded core coolability. Benchmark exercise on the Three Mile Island-2 plant, NEA/CSNI/R(2015)3, June 2015.
5. Pellegrini M., Dolganov K., Herranz L.E. et al., Benchmark Study of the Accident at the Fukushima Daiichi NPS: Best-Estimate Case Comparison, Nuclear Technology 196, 198 (2016).
6. В.В.Щеколин и др., ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ УЧАСТИЯ РОССИЙСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ В МЕЖДУНАРОДНОМ ПРОЕКТЕ ATLAS, 10-я МНТК «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», г. Подольск, Россия, 16-19 Мая 2017 г.
7. Долганов К.С., Капустин А.В., Киселев А.Е., Томашик Д.Ю., Цаун С.В., Юдина Т.А., Оперативный расчет аварии на АЭС «Фукусима-1» (Япония) с помощью кода СОКРАТ, Атомная энергия, 2013, т.114, вып. 3, С. 133-139.
8. Арутюнян Р.В., Беликов В.В., Беликова Г.В., Сорокикова О.С. и др. Новые эффективные численные методики моделирования процесса распространения радионуклидов в атмосфере и их практическое использование. Известия академии наук, серия Энергетика, No 4, 1995.
9. В.В. Беликов, В.М. Головизнин, Ю.В. Катышков, В.Н. Семенов, Л.П. Стародубцева, О.С. Сорокикова, А.Л. Фокин НОСТРАДАМУС — компьютерная система прогнозирования радиационной обстановки. Верификация модели атмосферного переноса примеси.// Труды ИБРАЭ, Моделирование Распространения Радионуклидов в окружающей среде. Москва. Наука, 2008. сс. 41-103.
10. R. V. Arutyunyan, D. A. Pripachkin, K. S. Dolganov et al., Assessment of Parameters of Radioactive Aerosol Release Through Air Duct System Using the SOCRAT/V3 Code, Nuclear Technology, 2018.

# РАЗРАБОТКА СТУПЕНЧАТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОКИСЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ АЭС

Басиев А.А., Басиев А.Г., Ершов Б.Г., Селиверстов Б.Г., Хубецов С.Б.

ИФХЭ РАН РФ. г. Москва

Эксплуатация ядерных энергетических установок представляет потенциальную опасность для населения и природной среды.

Радиоактивные отходы, образующиеся в процессе дезактивации органическими растворами оборудования радиохимических предприятий и АЭС, протечки, трапные воды, воды спецпрачки, концентрируются выпариванием до кубового остатка (КО), ограниченного пределом концентрирования солей (плав).

Преимущество озонной технологии в разрушение органических комплексов на фоне солей до образования гидроокислов металлов для селективного их выделения, при этом его не использованная доля разлагается на атомарный и молекулярный кислород.

В отличие от окисления кислородом в сверхкритическом режиме, окисление озоном идет в нормальных условиях, что актуально для (КО) АЭС, содержащих до 5 г/л продуктов органики, нагрев которой в автоклаве требует высоких затрат энергии.

Основная цель технологии дезактивации КО АЭС с озоном - достигнуть высокой степени окисления органических комплексов, чтобы выделить ионы металлов и селективно выбрать их гидроокислы. Достигается эта цель только в конце процесса при степени окисления более 300.

Успешное испытание технологии на Кольской АЭС позволяет предлагать ее для других АЭС, но не эффективное использование озона особенно в последней стадии повышает ее стоимость.

Современные методы [1] предлагают повысить эффективность использования Оз и активации процессов окисления УФ облучением, повышением давления и др., но присутствие солей  $\text{NaNO}_3$  в КО [2] поглощает УФ излучение [3].

Для решения проблемы в работе предложено разделить процесс окисления на 2 стадии, где в 1-й окислить основную массу органики озоном, либо  $\text{O}_2$  в автоклаве до массы, которую можно окислить в проточном режиме, используя растворенный озон с предельно высокой концентрацией, с последующей активацией процессов окисления распределенным УФ облучением раствора [4].

В предлагаемой 2-х стадийной технологии использованы:

1) капиллярные охлаждаемые генераторы озона с концентрацией до 0.7 г/л [5] и сотовым каналом безопасной доставки такого озона в раствор [6];

2) секционный реактор для встречного растворения озона из газа [7];

3) реактор с распределенным УФ облучением растворенного озона для активации процессов окисления органических комплексов [4].

Предлагаемая технология окисления органики КО (2–5 г/л) включает:

- 1-ю стадию (чановый режим) до снижения содержания органики в 20-30 раз, пока ее уменьшение в

растворе пропорционально дозе поданного в раствор озона.

- во 2-й стадии при малом содержании примесей озон накапливается в растворе, и согласно закона Генри выходит из реактора в газе (рис. 1).

Очевидно, что потери Оз на Кольской АЭС имеют еще причину - образование конвективных потоков при ннжекторном вводе в реактор газа с Оз, что можно уменьшить только организацией однородного течения потока газа через раствор.

Растворение Оз повышает концентрирование озона или давление [1], но в конце процесса окисления, когда растет концентрация Оз в растворе, растет и его самораспад.

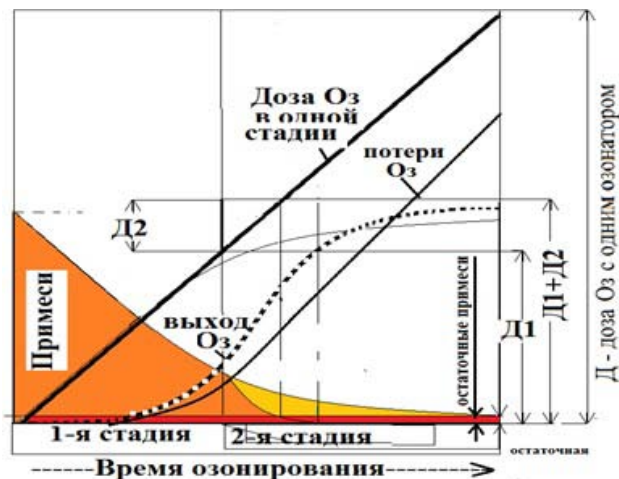
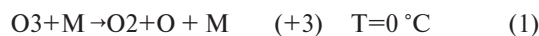


Рис. 1. Сравнение методов озонирования (в одну и в 2 стадии)

Рост степени растворения Оз давлением реализован компанией «Ведеко» (США) [1], но в их технологии газ и раствор двигаются - в одном направлении, что согласно закона Генри ограничивает степень его растворения. Поэтому авторы повторно окисляют раствор, активируя процесс УФ облучением, но применение этого метода для КО препятствует поглощению излучения солью  $\text{NaNO}_3$ .

В работе [8] предложено отбирать Оз из газа во встречный поток раствора в секциях, диаметром 20 мм, что повысило расход газа на сечение реактора до  $0.3 \text{ см}^3/\text{см}^2\text{с}$ , но для окисления  $1 \text{ м}^3/\text{ч}$  КО потребовало: разместить в активной зоне до 1000 секций, подать автономно в них газ и раствор, установить камеру для полной деструкции Оз в растворе перед его повторным озонированием.

Предложение окислять КО АЭС в две стадии требует остановить процесс окисления, в 1-й стадии, когда доза органики в растворе стане ниже дозы Оз, которую можно ввести в поток раствора из газа с  $\text{O}_3 = 0.5-0.7 \text{ г/л}$  [5] уже во 2-й стадии, растворяя его во встречном потоке в сотовом реакторе [8] при отношении расходов газа и раствора в соответствии с законом Генри менее 1/3. Это позволит остановить процесс окисления в 1-й стадии при содержании органики 100-200 мг/л, тогда во 2-й стадии ввести в раствор то же 100–200 мг/л Оз. В 2-стадийном методе окисления КО (рис. 2) поток окисленного раствора из чана 4 поступает в сотовую камеру 8 растворения Оз из эжектора 3 и затем введением выходящего из нее потока в камеру его фотоактивации 9.

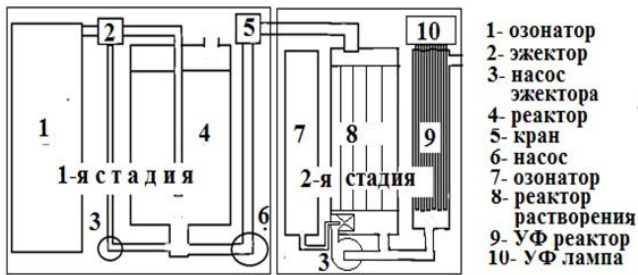


Рис. 2. Схема 2-стадийной технологии окисления кубовых остатков АЭС

Способ окисления КО в две стадии позволит уменьшить затраты на окисление основной массы органики и повысить степень дезактивации раствора.

В технологии раздельного окисления основной массы органики в 1-й стадии можно использовать и автоклав, где степень окисления 30 можно достигнуть в 1-й стадии в (100 мг/л) при низких сверхкритических параметрах температуры и давления без применения катализаторов [9], что делает эту технологию более безопасной (рис. 3).



Рис. 3. Режимы автоклавного окисления оксалат - иона

Для выбора режима окисления озонем во 2-й стадии при встречном смешении газа и раствора, когда потери Оз меньше 10 % измерена (рис. 4) концентрация Оз в газе на выходе из камеры растворения от расхода раствора для двух расходов газа 0.2 и 0.4 см<sup>3</sup>/см<sup>2</sup>.

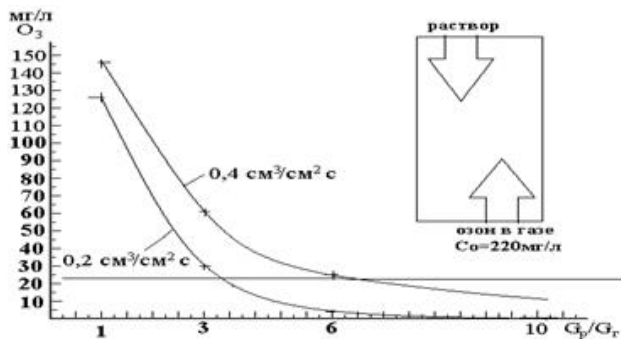


Рис. 4. Потери озона при встречном смешении потоков газа и раствора

Как видно потери Оз 10 % (во 2-й стадии) реализуются при расходе раствора в 3 раза выше, чем расход газа только при его приведенном расходе 0.2 см<sup>3</sup>/см<sup>2</sup>с.

Далее раствор с Оз поступает в камеру УФ активации (рис. 5), где процессы окисления активируют путем деструкции Оз и образования более активного ОН радикала.

Для того, чтобы весь растворенный Оз участвовал в процессе окисления оставшейся органики (не разрушался в процессах самодеструкции), этот процесс ак-

тивируют образованием ОН радикала, например, УФ облучением 254 нм растворенного озона с концентрацией 0.6 г/л [10].

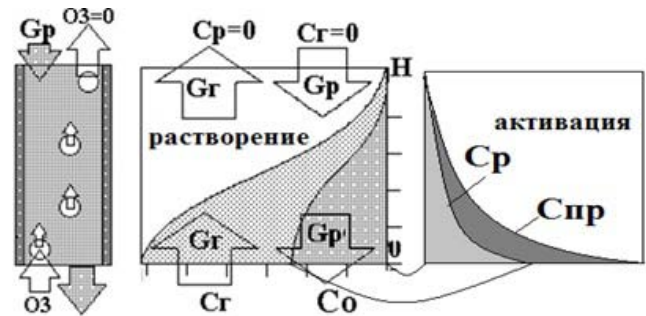
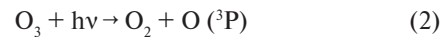


Рис. 5. Схема растворения Оз во встречном потоке раствора

Очевидно, что при концентрации Оз 0.2 г/л в растворе излучение 254 нм активирует процессы окисления только в тонком слое раствора (закон Бугера). Это мешает окислению всего объема камеры.

Прониканию этого излучения в глубину кубовых остатков АЭС мешает и присутствие в них 300 г/л соли NaNO<sub>3</sub>, которая поглощает излучение на глубине 0.2мм [3] (рис. 6).

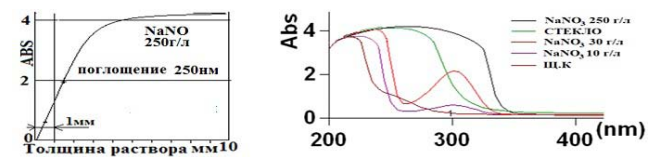


Рис. 6. Поглощение раствора соли 300 г/л NaNO<sub>3</sub>

Противоречие между требованием повысить концентрацию Оз в растворе и УФ активировать процесс окисления устраняется, если раствор облучать длиной волны с меньшим поглощением - на полосах озона Хиггенса, Лефевра (320-340 нм), или Шапной 600 нм, когда их поглощение Оз реализуется на большей длине раствора, в том числе, и с NaNO<sub>3</sub>. Поглощение этих полос в 1000 раз меньше, чем полосы 254 нм, что позволяет проникать излучению в раствор Оз (100 мг/л) практически до  $L = (1/K) * \ln(1/I_0) = 1-3$  м.

Облучение Оз излучением более 300 нм позволит применить мощные светодиоды.

Полагая, что поглощение озонем излучения 254, 360 и 602 нм представлен образованием атомарного кислорода [11], а в водной среде и образованием ОН, на стенде (рис. 7а) измерено разрушение Оз в растворе при его облучении светодиодами (2Вт) 342 и 692 нм в трубке диаметром 2 мм и длиной 50 см, а также облучением баклампой (6Вт) 254 нм на стенде (рис. 7б) трубок диаметром 2 мм и длиной 20 см.

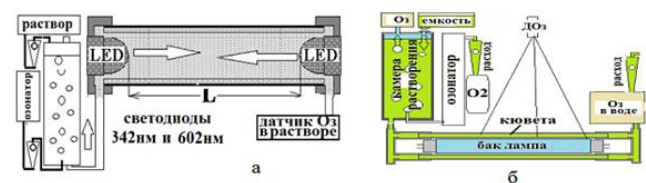


Рис. 7. Стенды анализа поглощения Оз в растворе излучения 254, 342 нм и 602 нм

Степень поглощения 602нм и 360 нм в растворе с озоном (20 мг/л) и без него (10-15%) соответствовала величине  $K_{602нм} = 0.56$ , приведенной в работе [12].

Измерения показали, что разрушение Оз при расходе газа 0.02 см<sup>3</sup>/с, движение в кювете 20 сек при энергии питания светодиодов 10<sup>3</sup>Дж в 10 - 100 раз больше энергии образования озона, прошедшего через кювету, не обнаружено. Концентрация Оз на выходе из камеры измерялась по поглощению 254 нм в кювете толщиной 2 мм.

Это не дает основание применять метод фотоактивации облучением 360 и 602 нм.

Учитывая, что УФ (254нм) активации процесса окисления озоном органики КО АЭС препятствует поглощение этого излучения NaNO<sub>3</sub>, предлагается механически распределить это излучение в объеме раствора, чтобы его слои по ходу движения в камере получили необходимую дозу УФ потока.

Очевидно, что эффективность УФ активации процесса окисления определяется степенью деструкции Оз и затратами энергии для этого.

В отличие от стенда измерения степени разрушения Оз точечным облучением светодиодами на полосах Хигенса (360 нм) и Шаппюи (602 нм) облучение раствора Оз на полосе Хартли (250нм) велось распределенным излучением баклампы по ходу движения раствора (рис. 7б), где поток раствора с Оз проходил облучаемую длину  $L = 20$  см в пучке капиллярных трубок, окружающих колбу ртутной лампы диаметром 16 мм, потребляющей 6 Вт. Время движения раствора Оз в облучаемой зоне 10 сек. На выходе из нее анализировалась концентрация Оз без и с облучением раствора.

Отличие интенсивности излучения на приемнике ДОз (рис.7б), проходящего через раствор с Оз и без него, только  $\eta = 4\%$ , а доля энергии, подведенной к лампе, которая идет на облучение раствора в диапазоне 254 нм, отнесенная к количеству деструктированного озона ( $Co/C_1=4$ ) при мощности потребляемой лампой  $W=6$ Вт, соответствует энергетической стоимости деструкции озона 1.5 кДж (или энергии диссоциации Оз  $\approx 1$  г/ч).

В таблице приведены результаты измерения деструкции растворенного в воде озона облучением разными полосами его поглощения.

$\lambda$ нм	полоса	Co/C (Оз)	W(Оз)кДж/г
254нм	Хартли	4	4
360нм	Лефевра	0	-----
602нм	Шаппюи	0	-----

Отсутствие деструкции Оз в растворе при облучении его на полосах Хигенса (360нм) и Шаппюи (602нм) позволяет предложить реальным только механизм его активации на полосе Хартли (254 нм).

Учитывая это, предлагается вести облучение потока слоя раствора Оз (1-2мм) распределенным излучением баклампы (254нм) до достижения дозы его разрушения (4кДж/г), что для деструкции Оз 0.2кг/ч (1м<sup>3</sup>/ч) во 2-й стадии окисления потребует мощности источников облучения до 1.5кВт.

Размещение бакламп ( $W=75$ Вт,  $\Phi=3$ см,  $L=1$ м) в колбах Ф40мм по сотовой схеме на расстоянии  $h=1-2$ мм (чтобы требуемая доза излучения достигалась на длине движения потока много больше (40h)) позволяет реали-

зовать требование облучения раствора Оз до его полной деструкции при поперечном движении потока раствора через вертикально установленные 20 колб (рис.8.).

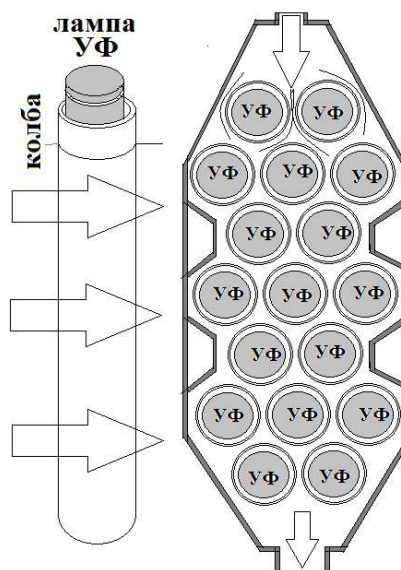


Рис. 8. Камера фотоактивации

### Список литературы

1. Ортвин Ляйтцке[DE]. Способ обработки жидкостей, содержащих труднорастворимые токсичные вещества и установка для его осуществления. Патент РФ № 2041171. Ведоко Умвельттехнологи Вассер-Боден-Люфт ГмбХ (DE).
2. Б.Г. Ершов, Н.М. Панич, А.Ф. Селиверстов. Растворимость озона в концентрированных водных растворах солей. // Журнал прикладной химии. 2007, Т. 80. № 11, С. 1787-1790.
3. Б.Г. Ершов, Н.М. Панич, А.Ф. Селиверстов. Фотоокислительное разложение додецилсульфата натрия в водных растворах. //Журнал прикладной химии. 2008, Т. 81. № 12, С. 1991-1995.
4. А.А. Басиев, А.Г. Басиев. Особенности технологии озонирования жидкостей, содержащих труднорастворимые токсичные вещества. III Всероссийская молодежная конференция «Успехи химической физики». Черноголовка, 3-7 июля 2016 г. Сборник тезисов докладов, С. 204.
5. А.А. Басиев. Разработка и моделирование технологии концентрирования и транспортировки озона. Отчет о реализации инновационного проекта по договору № ИК-3 о предоставлении гранта № 83f5e НП «НАИРИТ» от 15.09.2011г.
6. А.А. Басиев, А.Г. Басиев, Б.Г. Ершов, А.Ф. Селиверстов. Получение высококонцентрированного озона в охлаждаемой разрядной камере и предложение способа его безопасной транспортировки. VI конференция молодых ученых, аспирантов и студентов ИФХЭ РАН. Физикохимия – 2011. Тезисы докладов. Москва, 15 ноября 2011 г., С.68.
7. А.Г. Басиев, А.А. Басиев, В.Н. Кузьмин, А.Ф. Селиверстов, С.Б. Хубецов. Способ и устройство озонирования концентрированных водных растворов. Заявка №2016109237 от 15.03.2016. Дата публикации заявки - 20.09.2017. Бюл. № 26.
8. А.Г. Басиев, А.А. Басиев, А.Ф. Селиверстов, М.О. Трофимова. Способ и устройство озонирования водных растворов. Заявление на изобретение № 2014154156 от 30.12.2014. Дата публикации заявки - 20.07.2016. Бюл. № 20.
9. А.А. Басиев, А.Г. Басиев, А.Ф. Селиверстов. Комбинированная технология окисления комплексобразующей органики кубовых остатков. XII конференция молодых ученых, аспирантов и студентов ИФХЭ РАН. Физикохимия – 2017. Москва 5 декабря 2017 г. Тезисы докладов.
10. А.Г. Басиев. «Разработка технологии озонирования ЖРО с повышенным содержанием органических веществ». Отчет по договору № И 42-07/2006 от 31 июля 2006 г. УДК: 533.9.03.13. № госрегистрации 0120.0508011, Инв. №: 1 – 1 от 28.08.06г.

11. А.М. Старик, О.В. Таранов. О кинетике процессов в средней атмосфере при возбуждении молекул O<sub>2</sub> лазерным излучением. Журнал технической физики, 1998, том 68, № 8 02;03;07.

12. K. Teranishi, Y. Shimada, N. Shimomura and H. Itoh. Measurement of ozone concentration based on visible photo-absorption method. Tokushima-u.as.jp.

## ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ КОНТРОЛИРУЕМЫХ РАДИОНУКЛИДОВ В ГАЗОАЭРОЗОЛЬНЫХ ВЫБРОСАХ АЭС НА ПРИМЕРЕ ЗАРУБЕЖНЫХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ СОВЕТСКОГО ДИЗАЙНА

*Вуколова А.-Н.В., Русинкевич А.А.  
НИЦ «Курчатовский институт», г. Москва*

*Долгих А.П., Дьяконов С.Л., Кофанов А.В.,  
Швалев Н.Г.  
АО «Концерн «Росэнергоатом», г. Москва*

Нормирование выброса радиоактивных веществ в атмосферный воздух при нормальной эксплуатации АЭС (далее – выброс) производится на основании требования, чтобы суммарная годовая эффективная доза ионизирующего излучения на критические группы населения (далее – доза) от выброса не превосходила установленную квоту.

Необходимым условием корректного нормирования выброса является полнота перечня радионуклидов в этом выбросе (далее – Перечень). Полнота Перечня определяется из условия [1], что радионуклиды, входящие в него, создают дозу более 99% от дозы всех радионуклидов выброса.

Перечень радионуклидов устанавливается по результатам спектрометрических измерений нуклидного состава выбросов. В принципе все зарегистрированные нуклиды должны быть включены в Перечень.

В 2003 году санитарными правилами СП АС-2003 [2] для российских АЭС был установлен ограниченный перечень нормируемых нуклидов, в который входят виртуальный нуклид ИРГ (суммарная активность всех радионуклидов инертных радиоактивных газов), I-131, Со-60, Cs-137, Cs-134. Авторы СП АС-2003 исходили из того, что эти радионуклиды создают дозу 98% от дозы всех радионуклидов выброса. Сделанное предположение базировалось на измерительных возможностях того времени.

В настоящее время измерительные возможности существенным образом расширились и появилась возможность проверить и уточнить перечень нормируемых и контролируемых радионуклидов в газоаэрозольных выбросах АЭС.

Целью представленной работы является обоснование перечня нормируемых и контролируемых радионуклидов в газоаэрозольных выбросах АЭС.

В работе использованы данные, имеющиеся в базе данных Европейской комиссией по радиоактивным выбросам (RADD) [3] зарубежных АЭС советского дизайна. Выбор данных обусловлен полнотой имеющейся информации о качественном и количественном составе

вах выбросов выбранных АЭС, данные о которых представлены в таблице 1.

В базе данных RADD для каждой АЭС по годам представлена активность радионуклидов в годовом выбросе, общее количество которых указано в таблице 1.

**Таблица 1.** Список атомных станций

АЭС	Тип РУ	Срок наблюдения, лет	Число регистрируемых нуклидов
Богунце (Словакия)	ВВЭР-440	13	40
Моховце (Словакия)	ВВЭР-440	13	41
Дукованы (Чехия)	ВВЭР-440	13	38
Пакш (Венгрия)	ВВЭР-440	13	38
Ловииса (Финляндия)	ВВЭР-440	22	36
Темелин (Чехия)	ВВЭР-1000	9	38
Козлодуй (Болгария)	ВВЭР-1000	13	42
Игналинская (Литва)	РБМК-1500	13	39

На основе данных RADD для каждой АЭС, представленной в таблице 1, формировался нуклидный вектор по активности  $q_{ij}$ .

Нуклидный вектор по активности (НВ) – это относительная величина активности годового выброса каждого радионуклида, содержащегося в выбросе. Значения элементов НВ рассчитываются по формуле (1).

$$q_{ij} = \frac{A_{ij}}{\sum_{j=1}^N A_{ij}} \quad (1)$$

где  $q_{ij}$  – относительная активность  $i$ -радионуклида в выбросе за  $j$ -год;  $A_{ij}$  – активность выброса  $i$ -радионуклида за  $j$ -год [Бк/год];  $N$  – суммарное число радионуклидов в выбросе или число элементов в НВ.

Следует отметить, что одним из основных свойств нуклидного вектора является равенство единице суммы всех его элементов, т.е.

$$\sum_{i=1}^N q_{ij} = 1 \quad (2)$$

Для заданной АЭС для каждого элемента НВ по активности  $q_{ij}$  по методике [4] рассчитывается доза ( $D_{ij}$ ), создаваемая каждым радионуклидом и суммарная доза от всех радионуклидов без учета разбавления в атмосферном воздухе.

После этого для  $j$  года определяется перечень радионуклидов, создающих суммарную дозу, превосходящую 99% от суммарной дозы (далее – Перечень 99).

Для каждой АЭС из таблицы 1 для каждого года наблюдения был определен Перечень 99.

В качестве примера в таблице 2 представлены Перечни 99 по годам для выбросов АЭС Богунца. В таблице 2 представлены следующие строки: «Р/н» – название радионуклида, входящего в Перечень 99; «Доза, мкЗв» – доза, создаваемая нуклидом в предположении, что суммарная активность выброса 1 Бк/м<sup>3</sup>, (активность нуклида определяется по результатам измерения);

«Вклад в дозу» - относительный вклад в дозу отдельных нуклидов ( $D_{ij} / \sum_{i=1}^N D_{ij}$ ).

Обращаем внимание, что нуклидный вектор по активности отличается от нуклидного вектора по дозе.

В Перечень 99 вместо отдельных нуклидов ИРГ, введен виртуальный нуклид «Сумма ИРГ», определяющий значения суммарных величин для всех нуклидов ИРГ (суммарная активность, суммарная доза). Следует учитывать, что нуклидный вектор ИРГ для разных АЭС разный и доза, создаваемая ИРГ, может варьироваться в пределах 5-15% от суммарной дозы.

Анализ Перечней 99 для всех АЭС, представленных в таблице 1, показал, что всего за все года наблюдения в указанные перечни вошло 16 следующих нуклидов:  $^{14}\text{C}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^{41}\text{Ar}$ ,  $^3\text{H}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{88}\text{Kr}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{135}\text{Xe}$ ,  $^{87}\text{Kr}$ ,  $^{110\text{m}}\text{Ag}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{76}\text{As}$ . Если ввести виртуальный нуклид «Сумма ИРГ» (далее - IRGS), то в Перечень 99 по всем АЭС будет включать следующие нуклиды: Сумма ИРГ,  $^{14}\text{C}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^3\text{H}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{110\text{m}}\text{Ag}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{76}\text{As}$ .

Указанный Перечень 99 может быть использован для нормирования и контроля выбросов АЭС с реакторными установками ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.

### Нуклидный вектор

Сравнительно малое число радионуклидов, создающих дозу более 99% от суммарной, дают возможность предположить, что НВ для заданной АЭС слабо зависит от года наблюдения.

В данной работе стабильным нуклидным вектором НВ<sub>Σ</sub> является НВ, усредненный по всем годам наблюдения.

Таблица 2. Результаты формирования Перечня 99 для АЭС Богунце по годам

	Р/н	C-14	Сумма ИРГ	Ar-41	H-3	I-131	Co-60	Ag-110m	As-76	Sr-90	Zn-65	Co-58	Cs-134	Cs-137	Σ
2004	Вклад в дозу	0,56	0,16	0,14	0,05	0,14	0,03	0,02	-	0,01	0,01	-	0,01	0,01	0,99
	Доза, мкЗв	1,63	0,45	0,4	0,15	0,42	0,08	0,04	-	0,02	0,01	-	0,02	0,02	2,84
2005	Вклад в дозу	0,81	0,08	0,07	0,03	0,01	0,03	0,01	-	0,01	-	0,01	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	8,36	0,82	0,74	0,35	0,08	0,36	0,14	-	0,03	-	0,04	-	-	10,11
2006	Вклад в дозу	0,84	0,09	0,08	0,03	0,01	0,01	0,01	-	0,01	0,01	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	8,05	0,86	0,78	0,33	0,02	0,13	0,04	-	0,02	0,02	-	-	-	9,47
2007	Вклад в дозу	0,88	0,06	0,05	0,03	<0,01	0,02	<0,01	-	<0,01	<0,01	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	13,56	0,89	0,81	0,44	0,03	0,24	0,03	-	0,04	0,03	-	-	-	15,26
2008	Вклад в дозу	0,89	0,05	0,05	0,02	-	0,02	<0,01	-	<0,01	<0,01	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	11,67	0,72	0,62	0,29	-	0,2	0,02	-	0,03	0,02	-	-	-	12,95
2009	Вклад в дозу	0,92	0,04	0,04	0,02	-	0,01	-	-	-	-	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	14,67	0,66	0,56	0,31	-	0,13	-	-	-	-	-	-	-	15,77
2010	Вклад в дозу	0,89	0,08	0,07	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	11,15	1	0,93	0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,34
2011	Вклад в дозу	0,74	0,1	0,09	0,02	-	-	-	0,13	-	-	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	8,85	1,16	1,1	0,2	-	-	-	1,51	-	-	-	-	-	11,72
2012	Вклад в дозу	0,89	0,06	0,05	0,02	-	-	-	0,03	-	-	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	19,43	1,24	1,2	0,42	-	-	-	0,64	-	-	-	-	-	21,73
2013	Вклад в дозу	0,87	0,04	0,04	0,01	-	-	-	0,07	-	-	-	-	-	0,99
	Доза, мкЗв	26,15	1,29	1,26	0,45	-	-	-	2,14	-	-	-	-	-	30,03

$$\bar{q}_i = \frac{\sum_{j=1}^K q_{ij}}{K} \quad (3)$$

где  $\bar{q}_i$  – средняя относительная активность i-нуклида в выбросе за K лет наблюдения;

Существование стабильного во времени нуклидного вектора позволяет уменьшить число нормируемых и контролируемых радионуклидов, в принципе, до одного.

Это упрощение связано со свойством НВ - возможностью прогнозирования активности и дозы для любого нуклида, а также суммарную дозу всех нуклидов, если известна активность одного заданного нуклида (реперного нуклида).

Если известны  $a_r$  - активность r нуклида (реперного нуклида),  $q_r$ ,  $q_i$  - элементы нуклидного вектора, то можно определить  $a_i$  - активность i нуклида из НВ по следующей формуле:

$$a_i = a_r \times q_i / q_r.$$

Суммарная доза  $D_\Sigma$  определяется по формуле:

$$D_\Sigma = \sum_{i=1}^K C_i a_i = a_r / q_r \times \sum_{i=1}^K C_i q_i = a_r / q_r \times D_q$$

где  $D_q$  – суммарная доза всех нуклидов НВ;  $C_i$  – коэффициент перевода активности i нуклида в дозу.

Критерием стабильности является постоянство суммарной дозы от годового выброса радионуклидов всей АЭС во времени.

Как показывает, практика величина активности выбросов радиоактивных веществ с АЭС на порядок меньше установленного предельно допустимого выброса,



поэтому неопределенность результатов в 2 раза будем считать допустимыми.

В данной работе считается, что нуклидный вектор является стабильным во времени, если выполняется условие:

значение  $H = D_{ij}/D_{is}$  находится в диапазоне  $0,5 \div 2$  для каждого  $i$  нуклида,

где  $D_{ij}$  - доза, создаваемая  $i$  нуклидом в  $j$  году;  $D_{is}$  - доза  $i$  нуклида, усредненная за  $K$  лет.

В таблице 3 представлены дозы, рассчитанные по годовым НВ выбросов АЭС, а также отношение дозы за  $j$  год ( $D_j$ ) к прогнозируемой дозе, рассчитанной по среднему НВ ( $D_s$ ).

$$H_j = D_j / D_s$$

Из таблицы 3 следует, что значение  $H_j$  лежит в диапазоне  $0,5-2,0$  практически по всем года для всех АЭС за исключением Игналинской АЭС и АЭС Козлодуй. Из этого следует, что прогнозируемое значение дозы отличается от реального не более, чем в 2 раза, за исключением случаев, выделенных цветом.

Таким образом, можно считать, что годовой НВ выброса АЭС является стабильным во времени для всех рассмотренных АЭС (за исключением Игналинской

АЭС и АЭС Козлодуй) и средний  $HV_s$  может быть использован для прогнозирования ожидаемой дозы.

Этот вывод не выполняется для Игналинской АЭС в связи с изменением режима ее функционирования в связи с ее остановкой в 2010 году.

Отсутствие стабильности НВ для АЭС Козлодуй требует дополнительного рассмотрения.

В таблице 4 представлены нуклиды, образующие Перечень 99, усредненный по годам ( $HV_s$ ).

Перечень 99 нуклидов, входящих в  $HV_s$  хотя бы для одной АЭС: Сумма ИРГ,  $^{14}C$ ,  $^{131}I$ ,  $^3H$ ,  $^{60}Co$ ,  $^{137}Cs$ ,  $Na^{24}$ ,  $^{65}Zn$ .

### Выбор реперного нуклида

Теоретически реперным нуклидом может быть любой нуклид из НВ. Однако, как следует из анализа данных по выбросам рассмотренных АЭС такая гипотеза не реализуется.

Для примера на рис. 1, 2 представлены результаты расчеты доз по годам с использованием всех регистрируемых нуклидов («Реальная доза») и с использованием одного реперного нуклида («Прогноз дозы») для выбросов АЭС Богуница и Ловииса.

Таблица 3. Рассчитанные суммарные годовые эффективные дозы для различных АЭС

Богунице			Моховице			Пакш			Ловииса		
год	$D_j$ мкЗв	$H_j$	год	$D_j$ мкЗв	$H_j$	год	$D_j$ мкЗв	$H_j$	год	$D_j$ мкЗв	$H_j$
2004	24,30	1,39	2004	9,56	0,22	2005	13,20	1,52	1995	16,30	0,72
2005	14,50	0,83	2005	18,10	0,42	2006	11,40	1,31	1996	30,50	1,34
2006	10,40	0,60	2006	27,20	0,62	2007	12,20	1,41	1997	20,60	0,91
2007	16,60	0,95	2007	42,00	0,96	2008	7,68	0,89	1998	28,90	1,27
2008	13,30	0,76	2008	47,70	1,09	2009	6,35	0,73	1999	18,80	0,83
2009	16,00	0,92	2009	44,40	1,02	2010	6,35	0,73	2000	22,70	1,00
2010	12,50	0,72	2010	59,30	1,36	2011	4,91	0,57	2001	26,60	1,17
2011	10,40	0,59	2011	51,80	1,18	2012	6,50	0,75	2002	31,00	1,36
2012	21,20	1,21	2012	56,10	1,28	2013	8,74	1,01	2003	22,40	0,99
2013	28,00	1,60	2013	55,30	1,27	2014	9,37	1,08	2004	22,60	1,00
2014	24,90	1,43	2014	64,50	1,48	Среднее( $D_s$ )	8,67		2005	19,00	0,84
Среднее( $D_s$ )	17,50		Среднее( $D_s$ )	43,70					2006	12,90	0,57
									2007	20,00	0,88
									2008	25,00	1,10
									2009	13,00	0,57
									2010	25,40	1,12
									2011	22,90	1,01
									2012	25,80	1,13
									2013	24,50	1,08
									2014	26,30	1,16
									Среднее( $D_s$ )	22,70	

Козлодуй			Дукованы			Темелин			Игналина		
год	D <sub>j</sub> , мкЗв	H <sub>j</sub>	год	D <sub>j</sub> , мкЗв	H <sub>j</sub>	год	D <sub>j</sub> , мкЗв	H <sub>j</sub>	год	D <sub>j</sub> , мкЗв	H <sub>j</sub>
2007	33,70	0,58	2004	32,90	0,87	2004	40,20	1,25	2004	46,30	1,55
2008	8,51	0,15	2005	32,60	0,86	2005	18,80	0,58	2005	24,40	0,82
2009	18,90	0,33	2006	29,50	0,78	2006	23,00	0,72	2006	65,10	2,18
2010	25,60	0,44	2007	27,50	0,73	2007	8,25	0,26	2007	29,40	0,99
2011	34,90	0,60	2008	32,10	0,85	2008	18,10	0,56	2008	29,20	0,98
2012	103,00	1,77	2009	37,70	1,00	2009	38,10	1,19	2009	7,86	0,26
2013	113,00	1,96	2010	34,30	0,90	2010	34,70	1,08	2010	6,64	0,22
2014	122,00	2,11	2011	39,30	1,04	2011	53,70	1,67	Среднее (D <sub>с</sub> )	29,80	
Среднее (D <sub>с</sub> )	57,80		2012	42,10	1,11	2012	60,30	1,88			
			2013	49,40	1,30	2013	53,30	1,66	2011	844,00	0,81
			2014	44,80	1,18	2014	21,40	0,67	2012	1580,00	1,51
			2015	53,10	1,40	2015	15,80	0,49	2013	844,00	0,81
			Среднее (D <sub>с</sub> )	37,90		Среднее (D <sub>с</sub> )	32,10		2014	920,00	0,88
									Среднее (D <sub>с</sub> )	1050,00	

Таблица 4. Перечень нуклидов, создающих дозу 99%, усредненный по годам

АЭС	Нуклиды, создающие дозу 99%, усредненные по годам							
	IRGS	C14	H3	I131	Co60			
Богунце	IRGS	C14	H3	I131	Co60			
Моховце	IRGS	C14	H3		Co60			
Дукованы	IRGS	C14	H3	I131				
Пакш	IRGS	C14	H3	I131	Co60	Cs137	Zn65	Na24
Ловииса	IRGS	C14	H3	I131	Co60			
Темелин	IRGS	C14	H3	I131				
Козлодуй	IRGS	C14	H3	I131	Co60	Cs137		

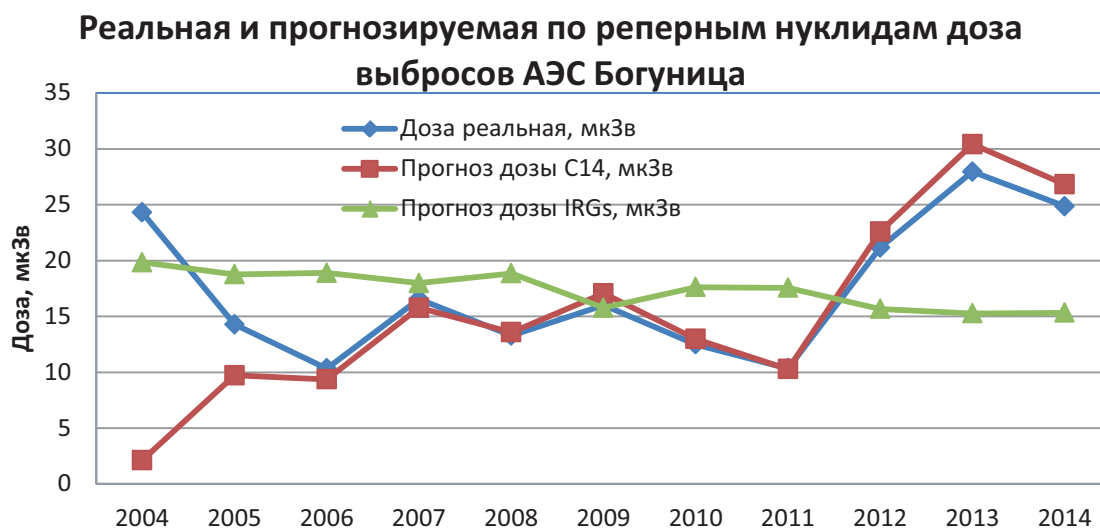


Рис. 1. Расчеты доз НВ по годам для выбросов АЭС Богунце

## Реальная и прогнозируемая по реперным нуклидам доза выбросов АЭС Ловииса

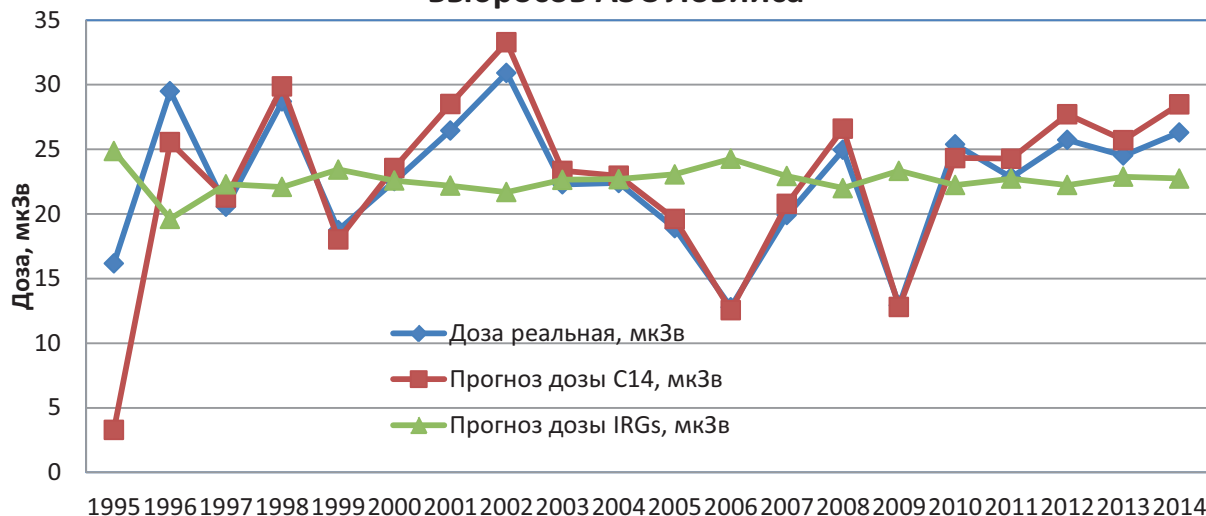


Рис. 2. Расчеты доз НВ по годам для выбросов АЭС Ловииса

Из рисунков 1 и 2 видно, что лучшее совпадение реальной и прогнозируемой дозы получается для реперного нуклида C14, дающего максимальный среди других нуклидов вклад в суммарную дозу.

Расхождение реальной и прогнозируемой дозы на рис. 1 в 2004 и 2005 годах обусловлено тем, что относительный вклад в дозу C14 был меньше, чем в последующие годы.

### Заключение

1. Перечень 99 для всех АЭС, представленных в таблице 1, показал, что всего за все годы наблюдения в указанных перечни вошло 16 следующих нуклидов:  $^{14}\text{C}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^{41}\text{Ar}$ ,  $^3\text{H}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{88}\text{Kr}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{135}\text{Xe}$ ,  $^{87}\text{Kr}$ ,  $^{110\text{m}}\text{Ag}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{76}\text{As}$ . Если ввести виртуальный нуклид «Сумма ИРГ», то в Перечень 99 по всем АЭС будет включать следующие нуклиды: Сумма ИРГ,  $^{14}\text{C}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^3\text{H}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{110\text{m}}\text{Ag}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{54}\text{Mn}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{76}\text{As}$ .

2. Средний по годам нуклидный вектор может быть использован для прогнозирования дозы, создаваемой выбросами зарубежных АЭС советского дизайна.

3. Перечень 99 нуклидов, входящих в  $\text{НВ}_S$  хотя бы для одной АЭС: Сумма ИРГ,  $^{14}\text{C}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^3\text{H}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\text{Na}^{24}$ ,  $^{65}\text{Zn}$ .

4. Доза, прогнозируемая по среднему по годам нуклидному вектору, отличается от годовой дозы не более, чем в 2 раза.

5. Если известен нуклидный вектор и известна активность реперного нуклида, то можно прогнозировать дозу по этому нуклиду.

6. Представленные данные показывают, что наиболее точный прогноз по известному нуклидному вектору дается, если в качестве реперного нуклида выступает нуклид, создающий максимальную дозу.

### Список литературы

1. Изменения в Методику разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух», утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 28 июня 2017 года № 233.

2. СанПиН 2.6.1.24-03 «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС – 03)»

3. База данных по радиоактивным выбросам АЭС Европейской комиссии RADD (Radioactive Discharges Database) База данных по радиоактивным выбросам АЭС Европейской комиссии RADD (Radioactive Discharges Database)

4. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендуемые методы расчета параметров необходимых для разработки и установления нормативов ПДВ РВ в атмосферный воздух» РВ-106-15. утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 ноября 2015 года № 458.

## СОВРЕМЕННЫЕ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИДК, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ОБНОВЛЁННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ФЕДЕРАЛЬНЫХ НОРМ И ПРАВИЛ ПО 3-МУ КЛАССУ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБОРУДОВАНИЕ И СТАНДАРТАМ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

Глень Д.А.  
ООО НПП «РАДИКО», г. Обнинск

Автоматизированная система индивидуального дозиметрического контроля, разработанная ООО НПП «РАДИКО», эксплуатируется на АЭС с 1998г на различных объектах ядерного топливного цикла. АСИДК разрабатывалась в целях реализации Федерального закона «О радиационной безопасности населения» на основании Постановления Правительства Российской Федерации №718 от 16 июня 1997 года «О порядке создания единой государственной системы контроля и учета индивидуальных доз облучения граждан. В течение всего срока эксплуатации АСИДК в программное обеспечение добавлялся новый функционал, и интегрировалось новое оборудование. В ходе эксплуатации

оборудования возникали нарушения устойчивой связи, проблемы с удалённым тестированием и диагностикой неисправностей, отключением электроэнергии в местах размещения.

С вводом в действие в 2016 году НП-001-15, АСИДК придан статус системы важной для безопасности АС. В СТО 1.1.1.01.001.0877-2017 АО «Концерн Росэнергоатом» отображены новые подходы к созданию АСИДК АС и используемому оборудованию.

В связи с необходимостью удовлетворения требованиям о принадлежности к классу 3 по НП-001-15 для АСИДК началась разработка нового оборудования, а так же поведение испытаний уже имеющегося на АЭС оборудования дозиметрического контроля.

На текущий момент ведутся работы во всех видах контроля. Для оперативного контроля был разработан дозиметр ДКС 3000 с модификациями для измерения дозы гама-, бета- и нейтронного излучения. Был модернизирован и испытан считыватель АДР-201 и в ближайшее время ожидается получения сертификата ОИАЭ. Так же было модернизировано внутренне программное обеспечение для работы с дозиметрами ДКС 3000.

Для контроля доз внутреннего облучения был разработан комбинированный спектрометр излучения человека (СИЧ) и сейчас проходит все необходимые испытания. Данное оборудование представляет собой модульную конструкцию, выполненную в едином конструктиве (кресле). Данная конструкция позволяет проводить так же и аварийный контроль.

Для текущего контроля проведены испытания облучателя IR 2000 без доработок, а сейчас идет подготовка к модернизации и испытаниям считывателя ТЛ-дозиметров RE-2000.

Для верхнего уровня проведены испытания серверной стойки базы данных (ССБД) и пультового рабочего места оператора (ПРМО). Сейчас ведутся предпроектные работы по разработке автоматизированных рабочих мест, устанавливаемых в лабораториях, т.к. работать за ПРМО в данных помещениях не представляется возможным.

К концу года компания «РАДИКО» будет иметь весь спектр оборудования дозиметрического контроля соответствующее классу 3 по НП-001-15.

## УЧЕТ НИЖНЕГО ПРЕДЕЛА ИЗМЕРЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ ГАЗОАЭРОЗОЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ РАДИОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА АЭС

*Вуклова А.-Н.В., Русинкевич А.А.  
НИЦ «Курчатовский институт», Москва*

*Долгих А.П., Дьяконов С.Л., Кофанов А.В.,  
Швалев Н.Г.  
АО «Концерн «Росэнергоатом», Москва*

Обзор существующих нормативных документов, регламентирующих выбросы РВ. До принятия «Перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» Распоряжением Правительства Российской Федерации 08 июля 2015 года

№ 1316-Р [1] (далее – Перечень Правительства), который установил список из 94 радионуклидов, подлежащих государственному учету и контролю, основным документом, устанавливающим перечень радионуклидов, контролируемых в газоаэрозольных выбросах АЭС были «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС – 03)» [2]. Данный документ устанавливал, что «основной вклад (свыше 98 %) в дозу облучения населения в режиме нормальной эксплуатации АС вносят инертные радиоактивные газы (аргон, криптон, ксенон) и радионуклиды  $^{131}\text{I}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$  ( $^{24}\text{Na}$  - для реакторов типа БН-600). Нормирование и контроль активности других радионуклидов, обнаруживаемых в выбросах АС, нецелесообразен ввиду их пренебрежимого вклада в дозу облучения».

31 декабря 2010 года Приказом №579 Министерства природных ресурсов и экологии (Росприроднадзор) был утвержден «Порядок установления источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, подлежащих государственному учету и нормированию» [3]. Согласно Приложению №2 к указанному Порядку 91 наименование радиоактивных изотопов и их соединений подлежит контролю. Нормированию и контролю подлежат радионуклиды, создающие дозу не менее 99% от суммарной дозы.

19 октября 2012 года был выпущен Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №594 «Об утверждении Административного регламента предоставления Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственных услуг по установлению нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух и нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты, выдаче разрешений на выбросы и сбросы радиоактивных веществ в окружающую среду» [4], в котором был введен административный регламент предоставления Ростехнадзором услуг по установлению предельно допустимых выбросов (ПДВ) и допустимых сбросов (ДС).

7 ноября 2012 года издан Приказ № 639 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении Методики разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух» [5]. Данная методика установила порядок разработки (определения) и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух и методы разработки (определения) нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух.

На основании вышеназванной Методики разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух были разработаны Методические рекомендации по расчету нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ из организованных источников в атмосферный воздух применительно для организаций Госкорпорации «Росатом», утвержденные распоряжением Госкорпорации «Росатом» от 15.07.2014 №1-1/310Р ([6]). Указанные Методические рекомендации устанавливают конкретные методы проведения расчета нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ из организованных источников в атмосферный воздух для организаций атомной отрасли.

11 ноября 2015 года приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору введено Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендуемые методы расчета параметров необходимых для разработки и установления нормативов ПДВ РВ в атмосферный воздух» РБ-106-15.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.07.2015 № 1316-Р упомянутый приказ Росприроднадзора был отменен. Таким образом, формально необходимо нормировать и контролировать все 94 радионуклидов, указанных в Перечне Правительства.

Для сравнения: Европейское сообщество по атомной энергии выделяет 6 групп радионуклидов, которые необходимо контролировать в газоаэрозольных выбросах атомных станций, в которые входит 47 радионуклидов, из которых выделяют 12 ключевых нуклидов, подвергающихся нормированию [9]. МАГАТЭ в [10] указывает на 29 радионуклидов-стрессоров, которые выбрасываются АЭС в атмосферу.

Постановка задачи. В условиях нормальной эксплуатации АЭС в выбросе необязательно присутствуют все нуклиды из Перечня Правительства. Также возможна ситуация, при которой вклад некоторых радионуклидов в суммарную дозу незначителен, и они могут быть исключены из числа контролируемых.

Таким образом, для конкретных условий (проект АЭС, особенности эксплуатации и т.д.) перечень контролируемых радионуклидов может быть сокращен.

Возникает задача формирования сокращенного перечня контролируемых (значимых) радионуклидов в выбросах АЭС. В соответствии с [11] данная задача находится в перечне приоритетных направлений научно-технологического развития Российской Федерации.

В данной статье считается, что в перечень нормируемых и контролируемых должны входить радионуклиды, создающие суммарную дозу более 99% от дозы всех радионуклидов из Перечня Правительства.

В предлагаемой статье представлены результаты анализа имеющихся данных, проведенного с целью снижения числа контролируемых радионуклидов в выбросах АЭС до минимального уровня.

Существует два подхода к решению поставленной задачи:

- проведение специальных экспериментов (прецизионных измерений);
- анализ и обобщение существующих данных, накопленных за годы эксплуатации АЭС.

В обоих этих подходах используются данные по активности и радионуклидному составу выбросов АЭС.

Различия в подходах в том, что данные АЭС получены с использованием штатных систем радиационного контроля, а в специальных экспериментах (прецизионных измерениях) значительно (на несколько порядков) увеличена чувствительность приборного и методического обеспечения по сравнению со штатными системами.

Методики определения эффективной дозы облучения человека. Активность радионуклида однозначно связана с эффективной дозой облучения человека (далее – дозы).

Для оценки дозы облучения человека, полученной различными путями, в данной работе использовались положения Руководства по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендуемые методы

расчета параметров, необходимых для разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух» (РБ-106-15) [7].

Согласно п.25 [7] определение перечня радионуклидов, подлежащих нормированию, рекомендуется выполнять в несколько этапов:

1) для каждого радионуклида, входящего в состав выброса из данного источника, определить значение отношения максимальной годовой эффективной дозы облучения населения, обусловленной этим радионуклидом, к годовой эффективной дозе, обусловленной всеми радионуклидами, выбрасываемыми из этого источника;

2) произвести суммирование отношений доз в порядке убывания их значений до достижения суммой значения большего или равного 0,99;

3) определить перечень радионуклидов, подлежащих нормированию по количеству отношений, вошедший в перечень тех, сумма которых больше или равна 0,99.

В соответствии с данными рекомендациями определялись годовые дозы облучения населения, обусловленные радионуклидами этих выбросов, от различных путей облучения:

- от облака (внешнее облучение);
- от радиоактивного загрязнения поверхности земли (внешнее облучение);
- от вдыхания радионуклидов (ингаляционный путь) (внутреннее облучение);
- от потребления пищевых продуктов, содержащих радионуклиды (пероральный путь) (внутреннее облучение).

Согласно рекомендациям [7] была использована упрощенная модель, предполагающая отсутствие рассеяния выброса в атмосфере. Данная модель предполагает отсутствие разбавления и поэтому дает консервативные оценки по дозе.

Прецизионные измерения. Прямым способом формирования перечня нормируемых и контролируемых нуклидов являются экспериментальные исследования по измерению активности и радионуклидного состава выбросов АЭС.

По заказу АО «Концерн Росэнергоатом» в 2016 году проведены прецизионные измерения активности и радионуклидного состава выбросов Курской АЭС, результаты которых представлены в таблице 1.

Проблема использования экспериментальных данных заключается в том, что во всех экспериментах имеется нижний предел измерения (НПИ), больший 0.

В данной работе радионуклид считается регистрируемым, если его активность не меньше НПИ (далее – регистрируемый нуклид). Радионуклид, имеющий активность меньше НПИ, считается нерегистрируемым.

Минимальная регистрируемая активность метода измерения равна НПИ/2.

Количество регистрируемых нуклидов зависит от НПИ.

Характеристикой полноты перечня регистрируемых нуклидов считается такое значение НПИ, при котором радионуклиды, входящие в перечень создают дозу равную 99% от дозы всех нуклидов из Перечня Правительства. В этом случае перечень нормируемых и контролируемых радионуклидов совпадает с перечнем регистрируемых радионуклидов.

Зная активность регистрируемых радионуклидов, можно рассчитать дозу, создаваемую ими. Активность нерегистрируемых радионуклидов неизвестна.

Задача: найти такое максимальное значение активности нерегистрируемых нуклидов ( $q_0$ ) из Перечня Правительства, при котором, если это значение приписать всем нерегистрируемым радионуклидам, то доза, создаваемая ими, составит 1% от дозы всех регистрируемых и нерегистрируемых радионуклидов ( $q_0 = \text{НПИ}/2$ )

Для решения данной задачи предположим, что в газоаэрозольный выброс АЭС входят радионуклидов. Измеряются (регистрируются) ( $N_R \leq N$ ) радионуклидов, имеющих активность  $q_i$  выше заданного уровня  $q_0$ . Предположим, что нуклиды нумеруются следующим образом:  $q_1 \geq q_2 \geq q_3 \geq \dots \geq q_N$ . Тогда  $q_{N_R}$  – минимальная активность зарегистрированного радионуклида ( $q_{N_R} \geq q_0$ ).

Считается, что все нерегистрируемые нуклиды имеют активность меньше или равную  $q_0$ .

Каждому из нерегистрируемых радионуклидов приписывается значение активности, равное  $q_0$ . В этом случае можем найти  $H_\Sigma$  – годовую эффективную дозу, создаваемую всеми радионуклидами, входящими в газоаэрозольный выброс АЭС:

$$H_\Sigma = \sum_{i=1}^N C_i \cdot q_i = \sum_{i=1}^{N_R} C_i \cdot q_i + \sum_{i=N_R+1}^N C_i \cdot q_i = H_{N_R} + H_{(N-N_R)},$$

где  $C_i$  – коэффициент перехода  $i$ -го радионуклида от активности  $q_i$  к создаваемой им годовой эффективной дозе  $H_i$ ;  $H_{N_R} = \sum_{i=1}^{N_R} C_i \cdot q_i$  – сумма годовых эффективных доз, которые создают регистрируемых нуклидов, представленных в таблице 1;  $H_{(N-N_R)} = \sum_{i=N_R+1}^N C_i \cdot q_i$  – сумма годовых эффективных доз, которые создают все нерегистрируемые радионуклиды из Перечня Правительства.

Следовательно, при условии, что  $i \in [N_R+1, N]$ ,  $q_0 \geq q_i$ , получим:

$$H_{(N-N_R)} \leq q_0 \cdot \sum_{i=N_R+1}^N C_i.$$

Согласно п.25 [7]  $H_{N_R} = 0,99 \cdot H_\Sigma$ , тогда искомое значение  $q_0$  можно найти по следующей формуле:

$$q_0 = \frac{H_{(N-N_R)}}{\sum_{i=N_R+1}^N C_i} = \frac{H_\Sigma - H_{N_R}}{\sum_{i=N_R+1}^N C_i} = \frac{0,01 \cdot H_\Sigma}{\sum_{i=N_R+1}^N C_i}. \quad (1)$$

Учитывая, что  $H_\Sigma = \frac{H_{N_R}}{0,99}$ , получим:

$$q_0 = \frac{0,01}{0,99} \cdot \frac{H_{N_R}}{\sum_{i=N_R+1}^N C_i}. \quad (2)$$

Расчет по формуле (2) показывает, что для прецизионных измерений, проведенных на КурАЭС,  $q_0 = 8,33 \cdot 10^{-5}$  Бк/м<sup>3</sup>. Это означает, что, если методы измерения позволяют измерять минимальную активность НПИ =  $2 \cdot q_0 = 1,67 \cdot 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup>, то доля вклада в суммарную дозу регистрируемых нуклидов не меньше 99%.

Из таблицы 1 следует, что минимальная активность регистрируемых нуклидов (<sup>94</sup>Nb) составляет  $6,9 \cdot 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup> при минимальном НПИ =  $10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup>. Выше было сделано предположение, что нерегистрируемые нуклиды имеют активность меньше минимальной активности регистрируемого нуклида. Отсюда следует, что нерегистрируемые нуклиды имеют активность не больше  $10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup>.

**Таблица 1.** Результаты измерения проб ИРГ, аэрозолей, трития и углерода, отобранных на второй очереди Курской АЭС

№ п.п.	Радионуклид	Активность, Бк/м <sup>3</sup>	НПИ метода, Бк/м <sup>3</sup>
1	<sup>60</sup> Co	$4,21 \cdot 10^{-2}$	$9,86 \cdot 10^{-4}$
2	<sup>54</sup> Mn	$3,28 \cdot 10^{-2}$	$1,11 \cdot 10^{-3}$
3	<sup>51</sup> Cr	$9,94 \cdot 10^{-2}$	$7,85 \cdot 10^{-4}$
4	<sup>137</sup> Cs	$4,40 \cdot 10^{-3}$	$5,81 \cdot 10^{-4}$
5	<sup>65</sup> Zn	$8,06 \cdot 10^{-4}$	$3,47 \cdot 10^{-4}$
6	<sup>59</sup> Fe	$2,46 \cdot 10^{-3}$	$2,24 \cdot 10^{-4}$
7	<sup>95</sup> Nb	$2,95 \cdot 10^{-3}$	$7,83 \cdot 10^{-4}$
8	<sup>58</sup> Co	$1,31 \cdot 10^{-3}$	$1,20 \cdot 10^{-4}$
9	<sup>95</sup> Zr	$1,98 \cdot 10^{-3}$	$2,04 \cdot 10^{-4}$
10	<sup>94</sup> Nb	$6,91 \cdot 10^{-4}$	$1,03 \cdot 10^{-4}$
11	<sup>131</sup> I	$1,21 \cdot 10^{-3}$	$6,19 \cdot 10^{-4}$
12	<sup>139</sup> Ba	$7,9 \cdot 10^{-1}$	$1,3 \cdot 10^{-1}$
13	<sup>24</sup> Na	$1,7 \cdot 10^{-1}$	$1,00 \cdot 10^{-3}$
14	<sup>99m</sup> Tc	$1,63 \cdot 10^{-2}$	$6,24 \cdot 10^{-4}$
15	<sup>133</sup> I	$1,34 \cdot 10^{-2}$	$1,34 \cdot 10^{-3}$
16	<sup>3</sup> H	$3,84 \cdot 10^2$	$8,51 \cdot 10^0$
17	<sup>14</sup> C	$9,52 \cdot 10^1$	$7,23 \cdot 10^0$
18	<sup>133</sup> Xe	$7,29 \cdot 10^3$	$3,87 \cdot 10^{-1}$
19	<sup>85m</sup> Kr	$3,77 \cdot 10^3$	$1,65 \cdot 10^{-1}$
20	<sup>88</sup> Kr	$5,59 \cdot 10^3$	$2,31 \cdot 10^{-1}$
21	<sup>87</sup> Kr	$3,33 \cdot 10^3$	$8,21 \cdot 10^{-1}$
22	<sup>41</sup> Ar	$5,22 \cdot 10^3$	$1,16 \cdot 10^0$
23	Продукты распада <sup>222</sup> Rn ( <sup>214</sup> Pb и <sup>214</sup> Bi)	$2,7 \cdot 10^0$	$2,7 \cdot 10^{-2}$
24	<sup>138</sup> Cs	$3,17 \cdot 10^0$	$7,64 \cdot 10^{-2}$
25	<sup>90</sup> Sr	$1,72 \cdot 10^{-2}$	$1,54 \cdot 10^{-5}$

Обсуждение результатов. Из таблицы 1 видно, что НПИ метода зависит от характеристик измеряемого радионуклида и метода измерения.

Можно выделить три блока экспериментов с разными НПИ: отбор проб и измерение активности инертных радиоактивных газов (ИРГ), радиоактивных аэрозолей (далее – аэрозоли) и трития и радиоуглерода.

Нерегистрируемые радионуклиды по методам измерения активности относятся либо к ИРГ, либо к аэрозолям.

Также видно, что требуемое значение НПИ =  $1,67 \cdot 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup> много меньше НПИ методов реальных измерений активности ИРГ.

Отсюда следует, что единого  $q_0$  для всех методов измерения активности нуклидов не существует.

Будем считать, что существует только два метода измерений активности аэрозолей и активность ИРГ, каждый из которых имеет свою НПИ.

**Таблица 2.** Дозы от регистрируемых радионуклидов, получаемым населением по различным путям облучения

Путь поступления	Пища	Облако	Поверх-ность	Ингаляция	<sup>3</sup> H, <sup>14</sup> C	Сумма
Доза регистрируемых нуклидов, мкЗв	9,09·10 <sup>4</sup>	3,25·10 <sup>4</sup>	5,27·10 <sup>3</sup>	1,99·10 <sup>1</sup>	3,13·10 <sup>4</sup>	1,60·10 <sup>5</sup>

**Таблица 3.** Сумма коэффициентов перевода из активности в дозу нерегистрируемых радионуклидов для различных путей облучения

Путь поступления	Пища	Облако	Поверхность	Ингаляция	Сумма по путям облучения
Сумма коэффициентов нерегистрируемых нуклидов, мкЗв/Бк	1,61·10 <sup>7</sup>	3,15·10 <sup>1</sup>	4,62·10 <sup>5</sup>	2,84·10 <sup>6</sup>	1,94·10 <sup>7</sup>

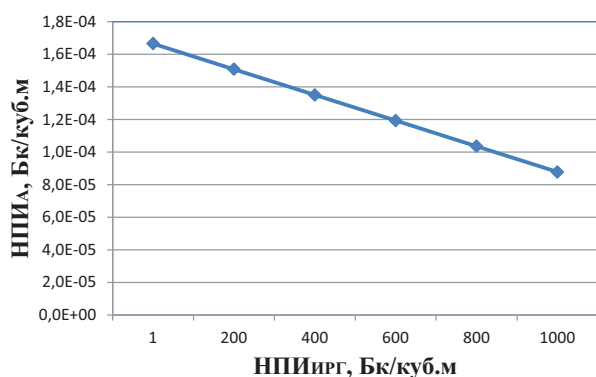
Чтобы определить значение НПИ для аэрозолей предположим, что если нерегистрируемый нуклид относится к ИРГ, то  $NPI = NPI_{ИРГ}$ . В этом случае можно ввести виртуальный нуклид, активность которого равна  $q_{ИРГ} = NPI_{ИРГ}/2$ , а коэффициент перехода от активности к дозе  $C_{ИРГ}$  равен сумме коэффициентов нерегистрируемых радионуклидов инертных радиоактивных газов.

В этом случае

$$q_A = \frac{0,01 \cdot H_{N_R} - C_{ИРГ} \cdot q_{ИРГ}}{\sum_{i=N_R+1}^N C_i - C_{ИРГ}} \quad (3)$$

где  $q_A = NPI_A/2$ ;  $H_{N_R}$  – доза регистрируемых нуклидов;  $N_R$  – число регистрируемых нуклидов;  $N$  – число нуклидов в Перечне нуклидов;  $\sum_{i=N_R+1}^N C_i$  – сумма коэффициентов всех нерегистрируемых радионуклидов;  $C_{ИРГ}$  – коэффициент виртуального нуклида (сумма коэффициентов нерегистрируемых радионуклидов инертных радиоактивных газов).

На рисунке представлена зависимость  $NPI_A$  аэрозолей от  $NPI_{ИРГ}$ , рассчитанная по формуле (3).



Зависимость  $NPI_A$  методов измерения активности аэрозолей от  $NPI_{ИРГ}$

В проведенных прецизионных измерениях использовались методы измерения активности ИРГ, имеющие  $NPI_{ИРГ}$  в пределах 1-  $2 \times 10^2$  Бк/м<sup>3</sup>.

Из рисунка видно, что при  $NPI_{ИРГ} = 2 \times 10^2$  Бк/м<sup>3</sup>  $NPI_A = 1,5 \times 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup>. Так как в прецизионных измерениях на КурАЭС  $NPI_A = 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup>, можно заключить, что вклад регистрируемых радионуклидов в дозу

составит больше 99%. При этом в перечень нормируемых и контролируемых нуклидов войдут все регистрируемые нуклиды.

В таблице 4 представлены результаты расчета доз по различным путям облучения от различных нуклидов из Перечня правительства для прецизионных измерений выбросов Курской АЭС ( $NPI_{ИРГ} = 200$  Бк/м<sup>3</sup>,  $NPI_A = 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup>). Цветом выделены регистрируемые нуклиды.

Из таблицы 4 следует:

- нерегистрируемые нуклиды с активностью  $NPI_A/2$  могут давать вклад в дозу больший, чем отдельные регистрируемые нуклиды;
- радионуклид <sup>210</sup>Po согласно методике [7] должен быть включен в список нормируемых и контролируемых нуклидов, но по вкладу в дозу его могут заменить другие нуклиды, активность которых проще измерять (суммарный относительный вклад регистрируемых нуклидов, не попадающих в перечень нормируемых и контролируемых нуклидов, составляет  $4,08 \times 10^{-3}$ ).

Отсюда следует, что при планировании экспериментов следует особое внимание уделять некоторым радионуклидам, которые дают относительно большой вклад в дозу, например: <sup>210</sup>Po, <sup>210</sup>Pb, <sup>22</sup>Na, альфа-излучающие нуклиды.

### Заключение

При  $NPI_A = 1,5 \times 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup> и  $NPI_{ИРГ} = 2 \times 10^2$  Бк/м<sup>3</sup> вклад в дозу всех регистрируемых в прецизионных измерениях радионуклидов составит более 99%.

При  $NPI_A = 1,0 \times 10^{-4}$  Бк/м<sup>3</sup> и  $NPI_{ИРГ} = 2 \times 10^2$  Бк/м<sup>3</sup> вклад в дозу более 99% дадут следующие нуклиды: <sup>24</sup>Na, <sup>14</sup>C, <sup>88</sup>Kr, <sup>60</sup>Co, <sup>41</sup>Ar, <sup>90</sup>Sr, <sup>87</sup>Kr, <sup>3</sup>H, <sup>85m</sup>Kr, <sup>210</sup>Po, <sup>131</sup>I, <sup>133</sup>Xe, <sup>54</sup>Mn, <sup>137</sup>Cs. При этом <sup>210</sup>Po может быть заменен другими нуклидами.

Перечень нормируемых и контролируемых нуклидов, вошедших в методику МТ 1.2.1.15.1176-2016 «Разработка и установление нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ атомных станций в атмосферный воздух. Методика» может быть сокращен.

$NPI_A$  слабо зависит от  $NPI_{ИРГ}$ , поэтому нет необходимости предъявлять жесткие требования к  $NPI_{ИРГ}$ .

При планировании экспериментов следует особое внимание уделять некоторым радионуклидам, которые дают относительно большой вклад в дозу, например: <sup>210</sup>Po, <sup>210</sup>Pb, <sup>22</sup>Na, альфа-излучающие нуклиды.

**Таблица 4.** Дозы (мкЗв) по различным путям облучения от различных нуклидов из Перечня правительства для прецизионных измерений выбросов Курской АЭС (НПИ<sub>ИРГ</sub> = 200 Бк/м<sup>3</sup>, НПИ<sub>А</sub> = 10<sup>-4</sup> Бк/м<sup>3</sup>)

Р/н	Актив-ность, Бк/куб.м	Пища	Облако	Поверхность	Ингаляция	Суммар. доза, мкЗв	Отношение	Нарастающий итог
<sup>24</sup> Na	1,70·10 <sup>-1</sup>	7,63·10 <sup>4</sup>	1,11·10 <sup>0</sup>	2,87·10 <sup>2</sup>	5,81·10 <sup>-1</sup>	7,66·10 <sup>4</sup>	4,74·10 <sup>-1</sup>	4,74·10 <sup>-1</sup>
<sup>14</sup> C	9,52·10 <sup>1</sup>	-	-	-	-	2,96·10 <sup>4</sup>	1,83·10 <sup>-1</sup>	6,57·10 <sup>-1</sup>
<sup>88</sup> Kr	5,59·10 <sup>3</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,71·10 <sup>4</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	4,40·10 <sup>0</sup>	1,71·10 <sup>4</sup>	1,06·10 <sup>-1</sup>	7,63·10 <sup>-1</sup>
<sup>60</sup> Co	4,12·10 <sup>-2</sup>	6,48·10 <sup>3</sup>	1,54·10 <sup>-1</sup>	4,39·10 <sup>3</sup>	3,61·10 <sup>0</sup>	1,09·10 <sup>4</sup>	6,73·10 <sup>-2</sup>	8,30·10 <sup>-1</sup>
<sup>41</sup> Ar	5,22·10 <sup>3</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,01·10 <sup>4</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	2,59·10 <sup>0</sup>	1,01·10 <sup>4</sup>	6,25·10 <sup>-2</sup>	8,93·10 <sup>-1</sup>
<sup>90</sup> Sr	1,72·10 <sup>-2</sup>	7,34·10 <sup>3</sup>	5,33·10 <sup>-5</sup>	3,51·10 <sup>0</sup>	6,28·10 <sup>0</sup>	7,35·10 <sup>3</sup>	4,55·10 <sup>-2</sup>	9,38·10 <sup>-1</sup>
<sup>87</sup> Kr	3,33·10 <sup>3</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	4,16·10 <sup>3</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,06·10 <sup>0</sup>	4,17·10 <sup>3</sup>	2,58·10 <sup>-2</sup>	9,64·10 <sup>-1</sup>
<sup>3</sup> H	3,84·10 <sup>2</sup>	-	-	-	-	1,66·10 <sup>3</sup>	1,03·10 <sup>-2</sup>	9,74·10 <sup>-1</sup>
<sup>85m</sup> Kr	3,77·10 <sup>3</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	8,16·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	2,09·10 <sup>-1</sup>	8,16·10 <sup>2</sup>	5,05·10 <sup>-3</sup>	9,79·10 <sup>-1</sup>
<sup>210</sup> Po	5,00·10 <sup>-5</sup>	3,66·10 <sup>2</sup>	6,13·10 <sup>-10</sup>	1,72·10 <sup>-6</sup>	1,46·10 <sup>0</sup>	3,67·10 <sup>2</sup>	2,27·10 <sup>-3</sup>	9,82·10 <sup>-1</sup>
<sup>138</sup> Xe	2,00·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	3,45·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	8,81·10 <sup>-2</sup>	3,45·10 <sup>2</sup>	2,14·10 <sup>-3</sup>	9,84·10 <sup>-1</sup>
<sup>131</sup> I	1,21·10 <sup>-3</sup>	3,06·10 <sup>2</sup>	6,44·10 <sup>-4</sup>	2,78·10 <sup>-1</sup>	1,66·10 <sup>-1</sup>	3,06·10 <sup>2</sup>	1,90·10 <sup>-3</sup>	9,86·10 <sup>-1</sup>
<sup>133</sup> Xe	7,29·10 <sup>3</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	3,05·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	8,27·10 <sup>-2</sup>	3,05·10 <sup>2</sup>	1,89·10 <sup>-3</sup>	9,88·10 <sup>-1</sup>
<sup>54</sup> Mn	3,28·10 <sup>-2</sup>	5,96·10 <sup>1</sup>	3,96·10 <sup>-2</sup>	2,42·10 <sup>2</sup>	4,55·10 <sup>-1</sup>	3,02·10 <sup>2</sup>	1,87·10 <sup>-3</sup>	9,89·10 <sup>-1</sup>
<sup>137</sup> Cs	4,40·10 <sup>-3</sup>	2,93·10 <sup>2</sup>	1,29·10 <sup>-5</sup>	1,66·10 <sup>0</sup>	1,64·10 <sup>-1</sup>	2,95·10 <sup>2</sup>	1,82·10 <sup>-3</sup>	9,91·10 <sup>-1</sup>
<sup>94</sup> Nb	6,91·10 <sup>-4</sup>	3,78·10 <sup>0</sup>	1,57·10 <sup>-3</sup>	2,04·10 <sup>2</sup>	6,56·10 <sup>-8</sup>	2,08·10 <sup>2</sup>	1,29·10 <sup>-3</sup>	4,08·10 <sup>-3</sup>
<sup>138</sup> Cs	1,92·10 <sup>0</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	6,96·10 <sup>0</sup>	1,18·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,25·10 <sup>2</sup>	7,74·10 <sup>-4</sup>	
<sup>135m</sup> Xe	2,00·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,20·10 <sup>2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,20·10 <sup>2</sup>	7,41·10 <sup>-4</sup>	
<sup>65</sup> Zn	8,06·10 <sup>-4</sup>	1,10·10 <sup>2</sup>	6,91·10 <sup>-4</sup>	3,22·10 <sup>0</sup>	1,12·10 <sup>-2</sup>	1,14·10 <sup>2</sup>	7,04·10 <sup>-4</sup>	
<sup>59</sup> Fe	2,46·10 <sup>-3</sup>	3,10·10 <sup>1</sup>	4,35·10 <sup>-3</sup>	3,76·10 <sup>0</sup>	8,26·10 <sup>-2</sup>	3,48·10 <sup>1</sup>	2,16·10 <sup>-4</sup>	
<sup>51</sup> Cr	9,94·10 <sup>-2</sup>	2,57·10 <sup>1</sup>	4,32·10 <sup>-3</sup>	2,56·10 <sup>0</sup>	3,97·10 <sup>-2</sup>	2,83·10 <sup>1</sup>	1,75·10 <sup>-4</sup>	
<sup>58</sup> Co	1,31·10 <sup>-3</sup>	1,64·10 <sup>1</sup>	1,83·10 <sup>-3</sup>	2,66·10 <sup>0</sup>	1,91·10 <sup>-2</sup>	1,91·10 <sup>1</sup>	1,18·10 <sup>-4</sup>	
<sup>95</sup> Zr	1,98·10 <sup>-3</sup>	1,92·10 <sup>0</sup>	4,15·10 <sup>-6</sup>	2,77·10 <sup>0</sup>	8,53·10 <sup>-2</sup>	4,78·10 <sup>0</sup>	2,96·10 <sup>-5</sup>	
<sup>95</sup> Nb	2,95·10 <sup>-3</sup>	6,69·10 <sup>-1</sup>	3,24·10 <sup>-3</sup>	2,35·10 <sup>0</sup>	4,09·10 <sup>-2</sup>	3,07·10 <sup>0</sup>	1,90·10 <sup>-5</sup>	
<sup>214</sup> Bi	3,56·10 <sup>0</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	2,23·10 <sup>0</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	2,23·10 <sup>0</sup>	1,38·10 <sup>-5</sup>	
<sup>133</sup> I	4,61·10 <sup>-1</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	4,01·10 <sup>-1</sup>	2,35·10 <sup>-1</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	6,36·10 <sup>-1</sup>	3,93·10 <sup>-6</sup>	
<sup>139</sup> Ba	7,90·10 <sup>-1</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	6,32·10 <sup>-2</sup>	8,41·10 <sup>-2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,47·10 <sup>-1</sup>	9,11·10 <sup>-7</sup>	
<sup>99m</sup> Tc	1,63·10 <sup>-2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	2,70·10 <sup>-3</sup>	1,46·10 <sup>-2</sup>	0,00·10 <sup>0</sup>	1,73·10 <sup>-2</sup>	1,07·10 <sup>-7</sup>	
Сумма		9,17·10 <sup>4</sup>	3,31·10 <sup>4</sup>	5,30·10 <sup>3</sup>	1,62·10 <sup>2</sup>	1,62·10 <sup>5</sup>	1,00·10 <sup>0</sup>	
Относительный вклад в суммарную дозу нерегистрируемых нуклидов								4,69·10 <sup>-3</sup>

### Список литературы

1. Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды - Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08 июля 2015 года № 1316-Р
2. СанПиН 2.6.1.24-03 «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС – 03)»
3. «Порядок установления источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, подлежащих государственному учету и нормированию» Приказ Минприроды России (Росприроднадзора) от 31.12.2010 № 579
4. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19 октября 2012 года №594 «Об утверждении Административного регламента предоставления Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственных услуг по установлению нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух и нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты, выдаче разрешений на выбросы и сбросы радиоактивных веществ в окружающую среду».

5. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 ноября 2012 г. N 639 г. Москва «Об утверждении Методики разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух»

6. Методические рекомендации по расчету нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ из организованных источников в атмосферный воздух применительно для организаций Госкорпорации «Росатом», утвержденные распоряжением Госкорпорации «Росатом» от 15.07.2014 №1-1/310Р

7. «Рекомендуемые методы расчета параметров, необходимых для разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух» (РБ-106-15)

8. «Разработка и установление нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ атомных станций в атмосферный воздух. Методика» (МТ 1.2.1.15.1176-2016)

9. Loyola de Palacio Commission Recommendation of 18 December 2003 on standardised information on radioactive airborne and liquid discharges into the environment from nuclear



power reactors and reprocessing plants in normal operation // Official Journal of the European Union. 2004. No. 2, P. L2/36 – L2/46

10. International Atomic Energy Agency, INPRO Methodology for Sustainability Assessment of Nuclear Energy Systems: Environmental Impact of Stressors, IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.15, IAEA, Vienna, 2016

11. Указ Президента Российской Федерации от 01.12.2016 г. № 642 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации»

## МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОНАХОЖДЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

*Бородин Р.В., Камаев Д.А.*  
ФГБУ «НПО «Тайфун», г. Обнинск

### Введение

Атмосферный перенос является основным способом распространения загрязнений на ранней стадии аварии (в первые несколько часов и дней) с участием опасных для окружающей среды веществ. Вредные вещества могут переноситься в атмосфере на большие расстояния в виде газов или аэрозолей и загрязнять окружающую среду.

Системы поддержки принятия решений (ППР) в ситуациях, связанных с воздействием опасных веществ на окружающую среду, должны обеспечивать прогнозирование возможных последствий такого воздействия в ближней и дальней зоне. Неточность и недостаточность информации являются основными факторами, ограничивающими возможность адекватного прогнозирования распространения опасных веществ в атмосфере. Эта проблема особенно актуальна для получения исходных данных на ранней стадии развития аварии. Поэтому в системах ППР должна быть обеспечена возможность оперативного восстановления положения, величины выброса и других параметров источника загрязнения по оперативно замеренным данным и адаптация модели прогноза к конкретной ситуации с учетом полученной информации.

В работе обсуждается расчетная процедура оценки местонахождения источника загрязнения по данным, поступающим со стационарных пунктов измерения концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. Приводится пример определения вероятного местонахождения источника рутения-106 на 25 сентября 2017 г., на основе данных измерений в 20 пунктах стран Европы и в 4 пунктах Росгидромета.

### 1. Задача определения местонахождения источника выброса по данным измерений концентрации загрязняющего вещества

Традиционно (см. [1] и приведенную там библиографию), задача оценки характеристик выброса по данным измерений концентрации загрязняющего вещества рассматривается как обратная задача по отношению к прямому моделированию переноса и рассеяния примеси в атмосфере по известным данным об источнике. Таким образом, решение обратной задачи основывается на модели распространения в атмосфере, детали которой значительно зависят от общего вида модели.

Поведение примеси в атмосфере зависит от ее физико-химических свойств, состояния атмосферы и

свойств подстилающей поверхности. Примесь может быть либо пассивной, либо химически активной. В выбросах могут присутствовать как газообразные примеси, так и аэрозоли того или иного состава. Газы обычно перемешиваются по тем же законам, что и атмосфера, в состав которой они попадают, хотя тяжелые газы при высоких концентрациях могут иметь упорядоченную скорость осаждения. Важной характеристикой аэрозольных частиц является их фракционный состав. Частицы размером более 50 мкм обладают существенной скоростью осаждения, в результате чего время пребывания их в атмосфере относительно мало, и они выпадают на подстилающую поверхность в непосредственной близости от источника.

В значительной степени судьба примеси определяется следующими процессами: адвективным переносом, турбулентной диффузией, сухим осаждением, влажным осаждением, разложением или радиоактивным распадом, химическими превращениями. Динамика переноса, диффузии, осаждения для радиоактивной примеси будет той же самой, что и для нерадиоактивной примеси. Для радиоактивной примеси важно учитывать радиоактивный распад короткоживущих радионуклидов, особенно, если их время жизни соизмеримо со временем переноса.

Благодаря процессам переноса и рассеяния загрязняющих веществ даже в случае локализованного во времени и пространстве выброса происходит загрязнение больших территорий. С математической точки зрения для получения характеристик выброса необходима информация о всей загрязненной территории. Однако измерения могут производиться лишь в отдельных пунктах. Кроме того, невозможно точное воспроизведение в модели всех особенностей процессов переноса и рассеяния примеси в атмосфере.

Таким образом, характер исходных данных для постановки и решения задачи определения характеристик выброса по данным измерений концентрации загрязняющей примеси таков, что сама задача оказывается некорректной. При этом надеяться на определение всех характеристик не позволяет недостаток данных. Поэтому, в сложившейся практике [1] задача определения характеристик источника ставится в урезанном виде: часть характеристик считается известной, оставшиеся подлежат оценке. Кроме того, допускается, что результаты решения задачи может содержать значительную неопределенность.

Одной из таких постановок является задача определения местонахождения источника выброса по данным измерений концентрации загрязняющего вещества, которая имеет следующую формальную постановку.

Пусть в точках с координатами  $(x_i, y_i, z_i)$ ,  $i=1, \dots, N$ , в моменты времени  $t_j$ ,  $j=1, \dots, M$ , получены следующие результаты измерения концентрации загрязняющего вещества:  $\hat{C}(x_i, y_i, z_i, t_j)$ . Предполагается, что источник загрязнения может располагаться в некоторой заданной области  $\Omega \times [0, T]$ , т.е. его координаты  $(X, Y, Z, t)$  могут быть любой точкой области  $\Omega \times [0, T]$ . Далее используется формула Байеса (символом  $P\{\omega/\beta\}$  обозначается вероятность события  $\omega$  при условии события  $\beta$ ). Рассматриваются события:

$$A_{(x,y,z,t)} = \left\{ \begin{array}{l} \text{источник расположен} \\ \text{в точке с координатами} \\ (X, Y, Z, t) \in \Omega \times [0, T] \end{array} \right\}, \quad B_{\hat{C}} = \left\{ \begin{array}{l} \text{получены результаты} \\ \text{измерений } \hat{C}(x_i, y_i, z_i, t_j) \\ i=1, \dots, N, j=1, \dots, M \end{array} \right\}$$

Если априорно (без учета результатов измерений) считать, что источник в выбранной области мог располагаться в соответствии с априорным распределением  $P\{A_{(x,y)}\}$  (например, равномерным распределением), то учет результатов измерений в соответствии с формулой Байеса приводит к апостериорному распределению

$$P\{A_{(x,y,z,t)}/B_C\} = P\{B_C/A_{(x,y,z,t)}\} P\{A_{(x,y,z,t)}\} P\{B_C\}^{-1}$$

Если в результате апостериорное распределение оказывается локализованным в некоторой подобласти  $\Omega \times [0, T]$ , то можно это интерпретировать таким образом, что источник загрязнения и находится в этой подобласти.

Изложенная схема рассуждений широко используется и без труда обобщается на случай нескольких источников, измерения разных типов, различные условия распространения примеси [2-4].

Таким образом, для получения апостериорного распределения необходимо знать условную вероятность  $P\{B_C/A_{(x,y,z,t)}\}$ .

## 2. Сопряженное уравнение переноса и рассеяния примеси

Вычисление условной вероятности  $P\{B_C/A_{(x,y,z,t)}\}$  оказывается тесно связанным со свойствами сопряженного уравнения переноса и рассеяния примеси. Впервые метод сопряженных уравнений в проблемах окружающей среды рассматривался в работах Г.И. Марчука (см. [5] и цитируемую в ней литературу). Применительно к задаче обнаружения источника загрязнения этот метод, по-видимому, впервые обсуждался в [6].

Будем считать, что процесс переноса и рассеяния примеси в области  $\Sigma, \Omega \subseteq \Sigma$ , описывается уравнением турбулентной диффузии на интервале времени  $[0, T]$

$$\mathcal{L}C \equiv \frac{\partial C}{\partial t} + (\vec{u}\nabla)C - \nabla D \nabla C + \lambda C = f,$$

где  $C(x,y,z,t)$  — концентрация примеси,  $\vec{u}$  — поле ветра,  $\nabla$  — оператор градиента,  $D$  — тензор коэффициентов диффузии,  $f$  — источник. К уравнению турбулентной диффузии необходимо добавить начальные и граничные условия:

$$C(x,y,z,0) = C_0(x,y,z),$$

$$C(x,y,z,t) = 0, (x,y,z,t) \in \partial\Sigma \times [0, T],$$

$$\frac{\partial}{\partial n} C(x,y,z,t) = 0, (x,y,z,t) \in \partial\Sigma \times [0, T],$$

$$\frac{\partial}{\partial n} C(x,y,z,t) = v_d C, (x,y,z,t) \in \partial\Sigma|_{z=z_0} \times [0, T],$$

$v_d$  — скорость сухого осаждения,

$$\frac{\partial}{\partial n} C(x,y,z,t) = 0, (x,y,z,t) \in \partial\Sigma|_{z=H} \times [0, T].$$

В приведенных формулах использованы стандартные обозначения производной по нормали, границы области и т.д. В случае мгновенно действующего источника  $f(x,y,z,t) = Q\delta(x-x_0)\delta(y-y_0)\delta(z-z_0)\delta(t-t_0)$ .

С точки зрения теории диффузионных процессов [7] приведенное уравнение турбулентной диффузии является уравнением Колмогорова «вперед». Его решение, при условии единичного выброса, может интерпретироваться как плотность вероятности появления частицы примеси в окрестности фиксированной точки  $(x,y,z,t)$

при условии выхода частицы из точки  $(x_0,y_0,z_0,t_0)$ . Для вычисления плотности вероятности выхода частицы из точки  $(x_0,y_0,z_0,t_0)$  при условии, что в точках с координатами  $(x_p,y_p,z_p)$ ,  $i=1, \dots, N$ , в моменты времени  $t_p$ ,  $j=1, \dots, M$ , вероятности появления частицы были пропорциональны (с точностью до нормировки на полную величину выброса) результатам измерений концентрации загрязняющего вещества  $\hat{C}(x_p,y_p,z_p,t_p)$ , необходимо воспользоваться уравнением Колмогорова «назад».

Согласно общей теории [7], уравнение Колмогорова «назад» является сопряженным уравнением по отношению к уравнению «вперед»:

$$\mathcal{L}^*C^* \equiv -\frac{\partial C^*}{\partial t} - (\vec{u}\nabla)C^* - \nabla D \nabla C^* + \lambda C^* = g,$$

где уравнение рассматривается в обратном времени (от  $t=T$  до  $t=0$ ), сопряженный оператор  $\mathcal{L}^*$  определяется посредством соотношения Лагранжа:  $\langle \mathcal{L}\alpha, \beta \rangle = \langle \alpha, \mathcal{L}^*\beta \rangle$ , скалярное произведение производится формулой  $\langle \alpha, \beta \rangle = \int_0^T \int_{\Sigma} \alpha \beta d\Sigma$ . При этом в качестве источников для сопряженного уравнения необходимо взять значения  $\hat{C}(x_p,y_p,z_p,t_p)$  по всем точкам измерений. К сопряженному уравнению необходимо добавить граничные условия, которые получаются за счет интегрирования по частям из граничных условий для исходного уравнения турбулентной диффузии. Подробно эти условия приведены, например, в [5, 6]. Заметим, что в случае пассивной примеси граничные условия для уравнений «вперед» и «назад» совпадают.

## 3. Расчетная процедура определения местонахождения источников загрязнения

В соответствии с изложенным выше способом оценки местонахождения источников загрязнения реализована следующая расчетная процедура.

### Исходные данные

1. Перечень возможных источников поступления загрязняющих веществ в атмосферу, расположенных в регионе, с указанием для каждого источника: координат; перечня выбрасываемых загрязняющих веществ.

2. Параметры состояния окружающей среды, характеризующие условия распространения загрязнения - оперативные данные метеорологических наблюдений и данные объективного анализа и численного прогноза метеорологических величин; орографические данные - данные о рельефе местности и шероховатости земной поверхности.

3. Оперативные данные, поступающие с пунктов измерения концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы: координаты места измерения; дата и время измерения; период осреднения концентрации; название вещества; значение концентрации.

### Порядок расчета

Расчет проводится регулярно (например, каждые 3 часа), в автоматическом режиме. Результаты очередного расчета в цикле замещают результаты самого «старого» расчета этой серии расчетов. Таким образом, хранятся и доступны для просмотра результаты последних расчетов из этой серии (например, 2-3 последних).

Алгоритм одного расчета заключается в моделировании обратного по времени переноса трассеров от виртуальных источников, расположенных в пунктах проведения измерений. Модель отслеживает траектории перемещения обратно во времени тысяч трассерных частиц, выпускаемых в течение времени действия вир-

туального источника. Концентрация частиц трассеров в данный интервал времени отражает вероятность местонахождения источника загрязнения, действующего в течение этого интервала. При этом могут одновременно отслеживаться трассеры для множества различных загрязняющих веществ.

Мощность виртуальных источников соответствует результатам измерений в каждом пункте, т.е. полный выброс трассеров пропорционален проинтегрированной по времени концентрации. Время окончания и начала измерений в каждом пункте определяет время начала и окончания действия соответствующего виртуального источника, продолжительность действия каждого виртуального источника равна времени осреднения проб в данном пункте. Свойства трассера (скорость оседания, скорость осаждения, постоянная распада и коэффициент вымывания) считаются равными 0.

Расчет проводится с помощью модели атмосферной диффузии с заданным шагом по времени  $\Delta t$ . На каждом шаге рассчитывается поле средней (за интервал  $\Delta t$ ) концентрации трассера  $C(x, y, z, t)$ .

Количество трассера в произвольном элементарном объеме  $\Delta V$  области расчета

$$q = \int_0^{\Delta V} C(x, y, z) \times dv$$

При этом общее количество трассера в области расчета на данном шаге

$$Q = \int_0^V C(x, y, z) \times dv$$

Величину  $p=q/Q$  можно интерпретировать как «условную вероятность» местонахождения источника загрязнения в данной элементарной ячейке в данный интервал времени при условии, что источник находится в области расчета.

Результаты расчетов удобно представить в виде поля значений плотности «вероятности» местонахождения источника

$$f(x, y) = \frac{1}{Q} \int_0^H C(x, y, z) \times dz$$

где  $H$  – верхняя граница области расчета. Интегрируя значения поля  $f(x, y)$  по площади произвольно заданной зоны, можно рассчитать «условную вероятность» местонахождения источника в данной зоне.

Приведенная расчетная процедура определения местоположения источника загрязнений содержит в качестве параметра длину временного интервала обратного расчета  $T$ . Дело в том, что часто время выброса не известно, поэтому при проведении расчетов приходится выбирать  $T$  таким образом, чтобы момент выброса накрывался интервалом обратного расчета. Если величина  $T$  слишком завышена, то по мере удаления в обратном времени от периодов действия виртуальных источников распределение вероятности местонахождения источника загрязнения становится близким к равновероятному в рассматриваемой области. Таким образом, приведенная процедура в случае отсутствия информации о времени выброса должна использоваться в интерактивном режиме: выбирается последовательность времен  $T_k$ ,  $k = 1, 2, \dots$  возможного выброса и для каждого  $T_k$  оценивается вероятность местоположения источника. Далее полученная последовательность рас-

пределений вероятности местонахождения источника анализируется неформально.

#### 4. Пример расчета вероятного местонахождения источника рутения-106 (сентябрь 2017 г.)

С 23 сентября 2017 г. на сети радиационного мониторинга Росгидромета, работающей в штатном режиме, на территории Челябинской области в пробах атмосферных аэрозолей наблюдалось увеличение суммарной активности бета-излучающих радионуклидов, а при проведении спектрометрического анализа этих проб регистрировалось наличие рутения-106 – редкого техногенного бета-излучающего радионуклида, не имеющего природных источников и глобального техногенного фона. Уровни содержания радиоактивных веществ в атмосферном воздухе находились значительно ниже установленных допустимых уровней в соответствии с нормативными требованиями. Зарегистрированные уровни содержания рутения-106 в атмосферных аэрозолях не представляли радиационной опасности для населения. По данным ФГУП «ПО «Маяк» в пробах приземного воздуха, экспонировавшихся с 21 сентября по 2 октября на промплощадке концентрация рутения-106 составила 12,8-15,1 мБк/м<sup>3</sup>.

В конце сентября – первой декаде октября присутствие рутения-106 в приземном воздухе и атмосферных выпадениях было зарегистрировано на постах наблюдений на территории Челябинской области, Башкирии, Татарстана, Ульяновской, Самарской, Саратовской, Волгоградской, Ленинградской областей, в районе Красноярска, в районах Балаковской, Кольской, Курской, Нововоронежской, Ростовской АЭС.

Согласно отчету МАГАТЭ [8] с 25 сентября по 9 октября на территории Европейских стран в пробах аэрозолей фиксировали рутений-106 в концентрациях от 10 мБк/м<sup>3</sup> до 100 мБк/м<sup>3</sup>, что сопоставимо и выше, чем концентрации, наблюдавшиеся на территории России, включая Уральский регион. Максимальная концентрация была зарегистрирована в Румынии – 145 мБк/м<sup>3</sup>. Такие концентрации рутения-106 в атмосферном воздухе также не представляли радиационной опасности для населения и окружающей среды.

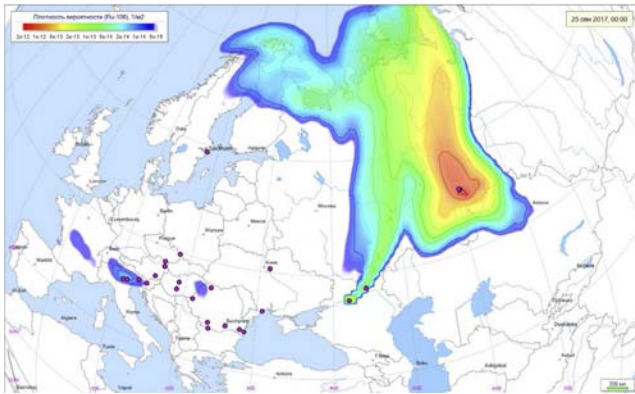
Сложившаяся ситуация подходит для проверки эффективности процедуры оценки местоположения источника.

В качестве исходных данных использовались наиболее значимые данные измерений с экспозицией не более 2 суток в 20 пунктах стран Европы (по данным МАГАТЭ) и данные Росгидромета (Аргаяш, Новогорный, Волгоград, Цимлянск) с экспозицией 5 суток.

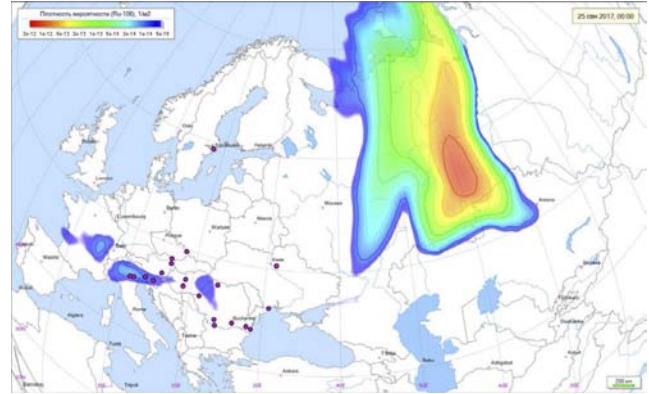
На рис. 1 приведен пример результатов расчета местонахождения источника рутения-106 на 25 сентября 2017 г. Точками отмечены пункты измерений (виртуальные источники), по данным которых проводился расчет. На рис. 2 приведены результаты расчета без учета данных Росгидромета.

Результаты расчетов позволяют выделить в области возможного положения источника рутения зону его наиболее вероятного местоположения.

Для сравнения на рис.3 приведены результаты траекторного анализа: результаты расчета обратных траекторий из различных пунктов наблюдений, получивших максимальные концентрации рутения-106 за короткий период. На рисунке толстые линии соответствуют сере-



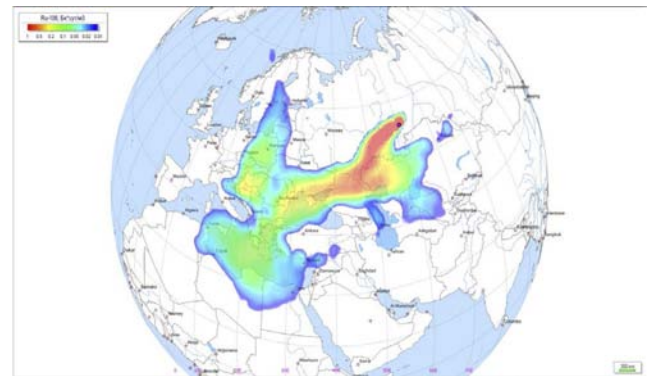
**Рис. 1.** Плотность вероятности местонахождения источника рутения-106 на 25 сентября 2017 г., на основе данных измерений в 20 пунктах стран Европы и в 4 пунктах Росгидромета



**Рис. 2.** Плотность вероятности местонахождения источника рутения-106 на 25 сентября 2017 г., на основе данных измерений в 20 пунктах стран Европы, без данных Росгидромета



**Рис. 3.** Обратные траектории с мест измерений концентрации Ru-106



**Рис. 4.** Проинтегрированная за 10 суток приземная концентрация Ru-106 по результатам моделирования распространения Ru-106 в атмосфере

дине периода измерений, тонкие — началу и окончанию периода. Крупные отметки соответствуют началу суток (по Гринвичу), мелкие — отмечают шестичасовые интервалы.

Как можно заметить, траекторный анализ оказывается чувствителен по отношению к начальным данным обратных траекторий и не позволяет дать уверенный ответ о местоположении источника. Кроме того, расчет обратных траекторий использует поле среднего ветра и не учитывает турбулентного рассеяния примеси. Не учитываются так же и значения концентраций, полученные при измерениях.

Поле вероятности положения источника имеет область относительно максимальных значений, которая, однако, имеет значительные размеры. Поэтому с целью поиска варианта с наилучшим совпадением результатов моделирования с имеющимися данными измерений концентрации рутения-106 в пунктах России и Европы и подтверждения полученных оценок были проведены расчеты по моделированию распространения радиоактивности в случае гипотетического выброса рутения-106 из условных источников на Южном и Среднем Урале

На рис.4 приведены результаты моделирования при следующих параметрах условного источника: координаты источника: 60.7° в.д., 55.7° с.ш.; начало выброса: 25 сентября 00 часов (ВСВ); продолжительность: 2 суток; начальная высота выброса: равномерное распределение в интервале 100-500 м; мощность источника: 250 ТБк/сут; скорость сухого осаждения:  $3 \cdot 10^{-4}$  м/с; пери-

од расчета: 10 суток; представлены результаты расчета проинтегрированной за 10 суток приземной концентрации рутения-106 при выбросе из условного источника, расположенного в Челябинской области в районе г. Озерск. Результаты моделирования показали хорошее соответствие с данными измерений, представленными МАГАТЭ и Росгидрометом.

## Выводы

Приведенная процедура оценки местоположения источника загрязнения по данным измерений в пунктах контроля основана на моделировании в обратном времени процессов переноса и рассеяния примеси и позволяет дать оценку вероятного местоположения источника загрязнения.

Процедура учитывает в расчетах процессы переноса и рассеяния примеси и оказывается применимой в условиях неопределенности данных измерений (усредненные данные, отсутствие в данных привязки по времени и т.д.).

При реализации процедуры не требуется разработка специальной модели: достаточно использовать модель прямого расчета переноса и рассеяния примеси.

К недостаткам приведенной процедуры следует отнести зависимость результатов от времени обратного расчета, что существенно может затруднить их интерпретацию. Кроме того, результаты анализа вероятного положения источника должны быть дополнены пря-

мым моделированием переноса и рассеяния примеси и сравнением результатов с данными измерений. Это необходимо в случае, если расчетное вероятное положение источника занимает значительную область, и его положение не может быть локализовано.

#### Список литературы

1. M.Hutchinson, Hyondong Oh, Wen-Hua Chen «A review of source term estimation methods for atmospheric dispersion events using static or mobile sensors» - Information Fusion, v. 36 (2017), pp130–148.
2. A. Keats, E. Yee, F.-S. Lien, Bayesian inference for source determination with applications to a complex urban environment, Atmos. Environ. 41 (3) (2007) 465–479.
3. M. Borysiewicz, A. Wawrzynczak, P. Kopka, Bayesian-based methods for the estimation of the unknown model's parameters in the case of the localization of the atmospheric contamination source, Found. Comput. Decis. Sci. 37 (4) (2012) 253–270.
4. A. Wawrzynczak, P. Kopka, M. Borysiewicz, Sequential Monte Carlo in Bayesian assessment of contaminant source localization based on the sensors concentration measurements, in: Parallel Processing and Applied Mathematics, Springer, 2013, pp. 407–417.
5. Марчук Г.И. Математическое моделирование в проблеме окружающей среды. – М.: Наука, 1982, – с.320.
6. L.A.Pudykiewicz, Application of adjoint tracer transport equation for evaluating source parameters. -Atmos. Environ., 1998, vol. 32, pp. 3039–3050.
7. Прохоров Ю.В., Розанов Ю.А. Теория вероятностей. СМБ. –М.: Наука, 1967. –с. 496.
8. <http://pyrocb.ssec.wisc.edu/>

## ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕЩЕНИЯ НА АЭС СТАЦИОНАРНЫХ ПОСТОВ КОНТРОЛЯ ЗА ОБЪЕМНОЙ АКТИВНОСТЬЮ РАДИОАКТИВНЫХ АЭРОЗОЛЕЙ В ПРИЗЕМНОМ СЛОЕ ВОЗДУХА И ПЛОТНОСТЬЮ АТМОСФЕРНЫХ РАДИОАКТИВНЫХ ВЫПАДЕНИЙ

*Крышев И.И., Булгаков В.Г., Крышев А.И., Каткова М.Н., Сазыкина Т.Г., Гниломедов В.Д., Косых И.В., Газиев И.Я.*  
ФГБУ «НПО «Тайфун» Росгидромета, город Обнинск

Целью доклада является представление результатов работ по обоснованию размещения в районах АЭС стационарных постов контроля за содержанием радионуклидов в аэрозолях приземного воздуха и атмосферных выпадениях на примере Балаковской, Белоярской, Билибинской, Калининской, Кольской, Курской и Ростовской АЭС.

Проанализированы данные о существующем расположении стационарных постов контроля в СЗЗ и ЗН АЭС, выбросах контролируемых радионуклидов и данные измерений объемной активности радиоактивных аэрозолей в приземном слое воздуха и плотности атмосферных радиоактивных выпадений на стационарных постах контроля АЭС и сети наблюдений Росгидромета.

Проведен анализ существующей нормативно-методической базы и рекомендаций Росгидромета, Ростехнадзора, МАГАТЭ по организации мониторинга радиационной обстановки в части размещения и оснащения стационарных постов контроля.

Обработаны и проанализированы многолетние ряды наблюдений за основными метеорологическими характеристиками (направление и скорость ветра, количество и тип осадков, категории устойчивости, количество штилей) за период в 30 лет, проанализированы географические характеристики районов расположения АЭС и их особенности, которые необходимо учитывать при выборе мест размещения стационарных постов контроля.

Проведены модельные расчеты распределения на местности годового фактора метеорологического разбавления для штатных выбросов контролируемых радионуклидов АЭС методом, изложенным в МТ 1.2.1.15.1176–2016 «Разработка и установление нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ атомных станций в атмосферный воздух. Методика» АО «Концерн Росэнергоатом», определены участки ожидаемых наибольших приземных концентраций радионуклидов.

В качестве критериев для обоснования размещения в районах АЭС стационарных постов контроля за радиоактивностью атмосферных аэрозолей и выпадений использовались рекомендации МАГАТЭ и требования отечественных нормативно-методических документов в части необходимого числа постов контроля, учета доминирующих ветров, расположения вблизи населенных пунктов с наиболее высокими ожидаемыми дозами облучения населения, наличия контрольного поста, расположения ВФУ на расстоянии от АЭС достаточном для приземления факела загрязненного воздуха, взаимно согласованного расположения ВФУ и коллекторов для сбора радиоактивных атмосферных выпадений, и др.

Показано, что существующее расположение стационарных постов контроля объемной активности радиоактивных аэрозолей в приземном слое воздуха и плотности атмосферных радиоактивных выпадений для всех рассмотренных АЭС в целом соответствует современным рекомендациям МАГАТЭ, требованиям Росгидромета и отечественным нормативно-методическим документам, относящимся к сфере деятельности Ростехнадзора, и является обоснованным. Рекомендовано повысить эффективность улавливания атмосферных радиоактивных выпадений путем замены кювет на универсальные баки-сборники.

## РАЗРАБОТКА И ВЕРИФИКАЦИЯ МОДУЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ КИНЕТИКИ СОЕДИНЕНИЙ ЙОДА И ЦЕЗИЯ. ЧАСТЬ 1. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ТЕСТЫ

*Ковалишин А.А., Лалетин М.Н., Повещенко О.Ю.*  
НИЦ «Курчатовский институт»

### Введение

При аварии на АЭС происходит выброс радиоактивных веществ – продуктов распада топлива, выходящих из поврежденной оболочки. Наибольшую угрозу с точки зрения радиологических последствий выброса активности на население и персонал АЭС представляют соединения йода и цезия. По этой причине важной задачей является определение физико-химического

состава этих веществ, их активности, поведения, отложения в различных местах и количества их выхода в атмосферу.

Йод и цезий выходят из топливной таблетки в атомарном виде, в случае легководных реакторов они сразу попадают в пароводородную атмосферу первого контура. Здесь в результате химических реакций формируются соединения, которые в дальнейшем во многом определяют процесс переноса активности.

В нашей работе моделируются химические процессы, происходящие после выброса, и получившиеся в результате химические формы йода, цезия и их доли. (Физические формы и процессы осаждения получившихся химических соединений в работе не моделируются.)

Химические процессы, происходящие с продуктами распада в первые мгновения после выброса (в атмосфере контейнента либо контура реактора), численно моделируются при помощи математического аппарата химической кинетики. На основе нескольких основных реакций, происходящих во время выброса в паро-водородной атмосфере, были построены нестационарные численные уравнения. Наиболее близкой к нашей модели, по видимому, является модель, описанная в работе [2].

На базе нашей модели была создана программа KINCSI, которая вычисляет эволюцию концентрации веществ (Cs, CsI, I, I<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>, CsOH, HI, HOI, инертного газа и других) во времени. Входными данными для программы являются температура и начальные концентрации веществ. Результатом является временная зависимость соединений.

Результаты работы модуля KINCSI могут быть использованы как начальные условия для программ, рассчитывающих перенос активности по контуру либо под защитной оболочкой, например LEAK3 [1].

Верификация и сравнение результатов расчетов с внешними экспериментальными и расчетными данными были разделены на две основные части.

Первая часть – расчетные тесты серий SFD (Severe Fuel Damage) и TMI (авария Three-Mile Island), описанные, также как и сама модель, в работе [2], – приводятся в статье.

Вторая часть – расчетное моделирование экспериментов выполненных в разные годы в ORNL. Среди всех экспериментов выбирались те, где результат определялся в основном продуктами химических реакций.

На основании анализа полученных результатов сделаны выводы о точности используемой модели химической кинетики для расчета соединений цезия и йода.

## 1. Физико-химические формы йода и цезия в пароводородной атмосфере (по результатам обзора литературы)

Радиоактивные йод и цезий образуются в топливной таблетке как продукты деления в атомарной форме. В некотором количестве йод и цезий присутствуют в топливном заторе, где могут вступать в реакцию между собой с образованием CsI и I<sub>2</sub>. Основной же выброс происходит во время разгерметизации, когда атомарные йод и цезий выходят из таблетки. При выходе в первый контур и далее Cs и I вступают в реакцию с водой и, в некоторых случаях, с водородом, который образуется как продукт парациркониевой реакции при взаимодействии оболочек ТВЭЛ легко-водных реакторов с паром

при высокой температуре. Таким образом, на первой стадии аварии у нас имеются следующие исходные продукты: I - атомарный йод, Cs – цезий, H<sub>2</sub>O - пары воды, H<sub>2</sub> - молекулярный водород.

В результате химических реакций исходных продуктов могут образоваться следующие соединения: I<sub>2</sub> - молекулярный йод, CsI - иодид цезия, HI - иодистоводородная кислота, HOI - иодноватистая кислота, CsOH - гидроксид цезия.

Основные физико-химические свойства этих веществ, взятые как цитаты из [3-4] приведены ниже:

### Иодистоводородная кислота

HI – бесцветный удушливый газ, сильно дымит на воздухе. Неустойчив, разлагается при 300 С.

Иодоводород хорошо растворяется в воде. Он образует азеотропную смесь, кипящую при 127 С, с концентрацией HI 57%. Температура плавления - 50.8 С, температура кипения -35.36 С, температура разложения 300 С. Иодоводород является сильным восстановителем.

### Иодноватистая кислота

HOI - крайне неустойчива, она может существовать только в растворе при низкой температуре, хотя и в этих условиях она не стойка. НЮ существует только в очень разбавленных растворах.

### Иодид цезия

CsI - неорганическое соединение, соль цезия и йодистоводородной кислоты химической формулой CsI, хорошо растворим в воде. Температура плавления 634. С, температура кипения 1280 С, растворимость в воде 171г/100мл.

### Гидроксид цезия

CsOH - сильнейшее основание (щелочь), на порядок сильнее, чем все остальные гидроксиды (намного сильнее, чем КОН или NaOH). Водные растворы гидроксида цезия обладают сильнейшей электропроводностью, так как это одно из самых диссоциирующих веществ, ввиду очень лёгкого отщепления иона Cs<sup>+</sup>. Растворы гидроксида цезия интенсивно разрушают стекло при комнатной температуре, поэтому при работе с этим соединением не используют стеклянную посуду. Будучи очень реакционноспособным веществом, гидроксид цезия имеет экстремально высокую гигроскопичность. Гидроксид цезия, который используется в лабораториях, как правило, является гидратом. Температура плавления 342 С, растворимость в воде 300г/100мл.

### Йод

I<sub>2</sub> - химически активный неметалл, относится к группе галогенов. При нагревании при атмосферном давлении йод сублимирует (возгоняется), превращаясь в пары фиолетового цвета, при охлаждении при атмосферном давлении пары йода кристаллизуются, минуя жидкое состояние. Температура плавления 113.5, температура кипения 184.35 С, слабо растворяется в воде (0,28 г/л).

### Цезий

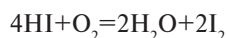
Cs - мягкий металл, из-за низкой температуры плавления (T<sub>пл</sub>=28,6°С) при комнатной температуре находится в полужидком состоянии. Цезий является наиболее химически активным металлом, полученным в макроскопических количествах. Взаимодействие с водой происходит со взрывом, продуктом взаимодействия являются гидроксид CsOH и водород H<sub>2</sub>.

Относительно форм распространения Cs, CsI, I, I<sub>2</sub>, CsOH, HOI у специалистов нет разногласий. CsI, CsOH, HOI благодаря полярности молекул и хорошей растворимости распространяются в основном в аэрозольной

форме. Cs из за сильной химической активности взаимодействует с водой, образуя не ванн-дер-вальсовские, а химические связи и тоже находится в аэрозольной форме в тех редких случаях, когда существует как атом.

I, I<sub>2</sub> распространяются в основном как летучие соединения, тоже самое касается и органического йода CH<sub>3</sub>I.

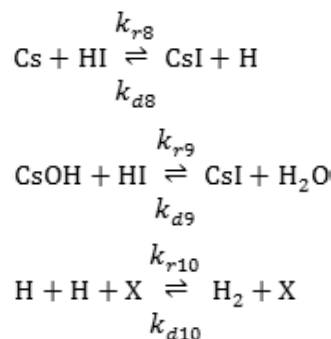
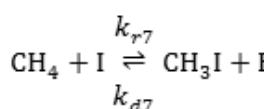
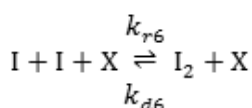
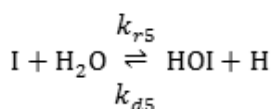
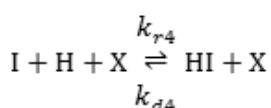
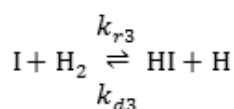
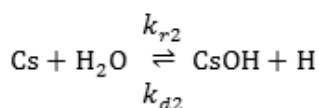
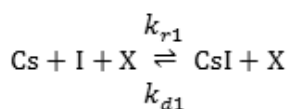
Некоторые различия существуют относительно форм HI, так например в работе [1] он объединяется в одну группу с летучими соединениями, в то время как авторы экспериментов идентифицируют фракцию, прошедшую все фильтры первой ступени и собранную на угольном фильтре при температуре - 78°C как молекулярный (атомарный) йод. Что понятно т.к. йодоводород является сильной кислотой [3] и активно участвует в химических реакциях, поэтому сомнительно, чтобы он прошел через фильтры не прореагировав с поверхностями. Возможно, что ассоциирование HI с группой летучих соединений связано с тем, что при попадании пароводородной смеси в атмосферу контейнента, включается реакция окисления кислородом воздуха с выделением молекулярного йода:



Нашей целью была верификация модели на экспериментах с наименьшим возможным числом источников неопределенности. Поэтому мы выбрали для верификации достаточно представительный набор экспериментов в которых воздух отсутствовал.

## 2. Основы модели химической кинетики процессов аварии

В исследовании принимается за основу модель происходящих процессов, основанная на следующих уравнениях химических реакций:



Здесь  $k_{ri}$  и  $k_{di}$  ( $i=1..10$ ) – коэффициенты скорости, соответственно прямой и обратной химических реакций. Скорость химической реакции – величина, которая определяет, как изменяется концентрация компонентов реакции с течением времени.

Символ X обозначает произвольный химический элемент, который может участвовать в реакции вместе с атомами (молекулами) её химических элементов.

Этим уравнениям соответствуют следующие уравнения математической физики:

$$\frac{d[I]}{dt} = -k_{r1}[Cs][I][X] + k_{d1}[CsI][X]$$

$$-k_{r3}[I][H_2][X] + k_{d3}[HI][H]$$

$$-k_{r4}[I][H][X] + k_{d4}[HI][X]$$

$$-k_{r5}[I][H_2O][X] + k_{d5}[HOI][H]$$

$$-k_{r6}[I][I][X] + k_{d6}[I_2][X]$$

$$-k_{r7}[I][CH_4] + k_{d7}[CH_3I][H]$$

$$\frac{d[I_2]}{dt} = +k_{r6}[I][I][X] - k_{d6}[I_2][X]$$

$$\frac{d[CsI]}{dt} = +k_{r1}[Cs][I][X] - k_{d1}[CsI][X]$$

$$+k_{r8}[Cs][HI] + k_{d8}[CsI][H]$$

$$+k_{r9}[CsOH][HI] + k_{d9}[CsI][H_2O]$$

$$\frac{d[Cs]}{dt} = +k_{r1}[Cs][I][X] - k_{d1}[CsI][X]$$

$$-k_{r2}[Cs][H_2O] + k_{d2}[CsOH][H]$$

$$-k_{r8}[Cs][HI] + k_{d8}[CsI][H]$$

$$\frac{d[CsOH]}{dt} = +k_{r2}[Cs][H_2O] - k_{d2}[CsOH][H]$$

$$-k_{r9}[CsOH][HI] + k_{d9}[CsI][H_2O]$$

$$\frac{d[HI]}{dt} = +k_{r3}[I][H_2] - k_{d3}[HI][H]$$

$$+k_{r4}[I][H][X] + k_{d4}[HI][X]$$

$$-k_{r8}[Cs][HI] + k_{d8}[CsI][H]$$

$$-k_{r9}[CsOH][HI] + k_{d9}[CsI][H_2O]$$

$$\frac{d[HOI]}{dt} = +k_{r5}[I][H_2O] - k_{d5}[HOI][H]$$

$$\frac{d[H]}{dt} = +k_{r2}[Cs][H_2O] - k_{d2}[CsOH][H]$$

$$+k_{r3}[I][H_2] + k_{d3}[HI][H]$$

$$-k_{r4}[I][H][X] + k_{d4}[HI][X]$$

$$\begin{aligned}
& + k_{r5}[I][H_2O] + k_{d5}[HOI][H] \\
& + k_{r7}[CH_4][I] + k_{d7}[CH_3I][H] \\
& + k_{r8}[Cs][HI] + k_{d8}[CsI][H] \\
& - k_{r10}[H][X] + k_{d10}[H_2][X]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\frac{d[H_2]}{dt} & = +k_{r3}[I][H_2] - k_{d3}[HI][H] \\
& + k_{r10}[H][X] + k_{d10}[H_2][X]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\frac{d[H_2O]}{dt} & = -k_{r2}[Cs][H_2O] - k_{d2}[CsOH][H] \\
& - k_{r5}[I][H_2O] + k_{d5}[HOI][H] \\
& + k_{r9}[CsOH][HI] - k_{d9}[CsI][H_2O]
\end{aligned}$$

$$\frac{d[CH_4]}{dt} = -k_{r7}[CH_4][I] + k_{d7}[CH_3I][H]$$

$$\frac{d[CH_3I]}{dt} = +k_{r7}[CH_4][I] - k_{d7}[CH_3I][H]$$

Здесь  $[I]$ ,  $[I_2]$ ,  $[CsI]$ ,  $[Cs]$ ,  $[CsOH]$ ,  $[HI]$ ,  $[HOI]$ ,  $[H]$ ,  $[H_2]$ ,  $[H_2O]$ ,  $[CH_4]$ ,  $[CH_3I]$  — концентрации соответствующих веществ,  $1/\text{см}^3$ ;  $[X]$  — общая концентрация газа, зависящая от давления,  $1/\text{см}^3$ ;

Коэффициенты  $k_{r_i}$  и  $k_{d_i}$  ( $i = 1 \dots 10$ ) скорости прямой и обратной реакций имеют размерность, зависящую от количества атомов (молекул), участвующих в реакции (включая X). Для реакций (прямых или обратных) с двумя атомами (молекулами) — реагентами размерность соответствующего коэффициента —  $\text{см}^3/\text{сек}$ , для реакций с тремя реагентами —  $\text{см}^6/\text{сек}^2$ .

В данной системе уравнений все концентрации химических веществ являются неизвестными, зависящими от времени  $t$ . Концентрация  $[X]$  и коэффициенты реакций — известные величины. Таким образом, мы решаем задачу Коши с заданными уравнениями и начальными условиями. Начальные условия — это концентрации веществ в нулевой момент времени.

### 3. Метод решения задачи

Для данной решения задачи Коши используется явная схема Эйлера.

Обозначим через  $\overline{[Y]} = \overline{[Y]}(t)$  вектор концентраций всех неизвестных химических веществ.

Тогда вышеописанную систему уравнений можно записать в виде

$$\frac{d\overline{[Y]}}{dt} = A(\overline{[Y]})$$

где  $A$  — векторный нелинейный оператор, соответствующий правым частям уравнений.

Тогда явная схема Эйлера может быть записана в операторном виде:

$$\overline{[Y]}_{N+1} = \overline{[Y]}_N + A(\overline{[Y]}) \times \tau_N$$

где  $\tau_N$  — динамический адаптивный шаг по времени, который меняется в зависимости от характера течения процесса. Шаг увеличивается, если норма разности решений  $\overline{[Y]}_N$  и  $\overline{[Y]}_{N+1}$  достаточно мала, и уменьшается, если эта норма достаточно велика.

$\overline{[Y]}_0$  в начальный момент времени задано.

### 4. Описание математических тестов

При проведении верификации мы выбрали расчетные и экспериментальные исследования. Верификационные материалы расчетной группы — это математические тесты приведенные в работе [2], там же даны данные по начальным концентрациям и температуре. В работе [2] авторы проводят расчеты по программам химической кинетики Kinetic Predictions и SOLGASMIX, которые вычисляют нестационарные и стационарные концентрации продуктов реакции соответственно.

Хотя авторы пишут, что тесты основаны на реальных исходных событиях, как-то авария на АЭС с PWR Three Mile Island и эксперименты, но приводят только расчетные значения, то мы будем называть эти тесты математическими:

Варианты TMI2-1 и TMI2-2, моделируют аварию TMI-2 (Three Mile Island).

Варианты SFD — Severe Fuel Damage (серьезное повреждение топлива). В которых моделируются условия серии из четырех экспериментов SFD на установке PBF (Power Burst Facility — силовая взрывная установка) в лаборатории INEL (Idaho National Engineering Laboratory). Каждый топливный образец для теста состоял из топливных стержней длиной 0.9144 м из оксида урана  $UO_2$  в циркониевой оболочке, упорядоченных по образцу квадрата 6 x 6, без угловых стержней. В первых двух тестах было использовано топливо с очень низким выгоранием (trace-irradiated fuel. Концентрации йода, цезия,  $H_2$  были использованы как входные данные для расчета кинетики реакций йода и цезия.

#### 4.1. Краткое описание модели TMI теста, взятой для расчета

Варианты тестов TMI2-1 и TMI2-2, моделирующих аварию TMI-2 (Three Mile Island), различаются по соотношению концентраций воды и водорода (соответственно, 4.3 и 1.0), так как от данного соотношения (при прочих равных условиях) зависит кинетика реакций и доли образующихся продуктов распада. Остальные параметры (температура, начальные концентрации цезия и йода) в обоих вариантах идентичны.

Как показано в работе [2], существует неопределенность, касающаяся теплогидравлических условий, выкипания теплоносителя и, как следствие, концентраций воды и водорода в различных предполагаемых условиях. Существующие оценки дают молярное соотношение  $H_2/H_2O$ , равное 4.3. Однако, данные по химическому составу и толщине окисленной части стальной поверхности свидетельствуют, что это соотношение должно быть единица либо меньше — на протяжении большей части всего периода, когда ядро пребывает в условиях высокой температуры. Таким образом, расчеты были выполнены для вариантов соотношений 4.3 и 1.0.

Давление тестов —  $\sim 100$  атмосфер.

Таблица 1. Начальные концентрации и температура для модели TMI2

Величина	Размерность	TMI2	
		TMI2-1	TMI2-2
Температура T	К	1500	1500
Концентрация Cs	молек/см <sup>3</sup>	1.82d+16	1.82d+16
Концентрация I	молек/см <sup>3</sup>	2.06d+15	2.06d+15
Концентрация H <sub>2</sub> O	молек/см <sup>3</sup>	7.08d+19	1.863d+20
Концентрация H <sub>2</sub>	молек/см <sup>3</sup>	3.018d+20	1.863d+20



#### 4.2. Краткое описание модели SFD теста, взятой для расчета

Тесты SFD (Severe Fuel Damage – серьезное топливное повреждение), моделируют серию экспериментов, проведенных на установке PBF INEL ([2]). Тесты различаются по температуре и начальным концентрациям воды, водорода, цезия и йода, так как от всех этих параметров зависит кинетика реакций и доли образующихся продуктов распада.

Тесты различаются по следующим характеристикам:

- температура (тест SFD-11-1000 проходит при температуре 1000 K, остальные – при 1500 K)
- концентрации пара и водорода (тест SFD-ST отличается от всех остальных по этим параметрам)
- концентрации продуктов распада: атомарных цезия Cs и йода I (тест SFD-ST имеет свои значения этих параметров, тест SFD-11 – свои; тест SFD-11-1000 совпадает с SFD-11 во всем, кроме температуры; в тестах SFD-11-1-5 и SFD-11-1-10 концентрации Cs и I снижены по сравнению со значениями из SFD-11 соответственно в 5 и в 10 раз, при неизменных остальных параметрах).

Давление тестов – ~70 атмосфер.

В Таблице 4 результаты внешних программ математических тестов TMI и SFD взяты из [2].

#### Анализ результатов расчетов и выводы

Подробно результаты расчетов по программе KINCSI и графики зависимостей расчетных концентрации соединений йода и цезия от времени приведены в предыдущих работах.

Сравнение результатов расчетов первой группы тестов по программе KINCSI с результатами расчетов по программам Kinetic Predictions и SOLGASMIX из [2] представлены в Таблице 4. Авторы работы [2] в качестве расчетных величин приводят доли йода, содержащегося в соединениях HI и CsI. Те же величины вычисляем и мы.

Хотя авторы [2] моделируют результаты стендовых экспериментов (sfd) и реальных аварий (tmi), но формулируют входные данные так, что мы имеем дело фактически с математическими тестами, в которых однозначно заданы начальные условия и параметры задачи. Поэтому не удивительно очень хорошее совпадение

Таблица 2. Начальные концентрации и температура для модели SFD

Величина	Размерность	SFD-11				SFD-ST
		SFD-11	SFD-11-1000	SFD-11-1-5	SFD-11-1-10	
Температура T	K	1500	1000	1500	1500	1500
Концентрация Cs	молек/см <sup>3</sup>	3.11d+14	3.11d+14	6.22d+13	3.11d+13	2.57d+12
Концентрация I	молек/см <sup>3</sup>	3.68d+13	3.68d+13	7.36d+12	3.68d+12	6.36d+11
Концентрация H <sub>2</sub> O	молек/см <sup>3</sup>	9.85d+18	9.85d+18	9.85d+18	9.85d+18	3.23d+20
Концентрация H <sub>2</sub>	молек/см <sup>3</sup>	3.18d+20	3.18d+20	3.18d+20	3.18d+20	9.99d+18

Таблица 3. Расчетные концентрации веществ по программе KINCSI на момент времени 1с

Имя теста	Время, с	Концентрации веществ, молекул/см <sup>3</sup>											
		Cs	I	CsI	H <sub>2</sub> O	CsOH	H	H <sub>2</sub>	HOI	HI	CH <sub>4</sub>	I <sub>2</sub>	CH <sub>3</sub> I
SFD-11	9.99E-01	2.40E+07	7.03E+04	3.33E+13	9.85E+18	2.78E+14	3.94E+08	3.18E+20	1.17E+06	3.38E+12	2.00E-01	3.77E+10	3.97E-10
SFD-11-1000	9.99E-01	4.99E+13	1.13E+08	3.68E+13	9.85E+18	2.24E+14	3.32E+12	3.18E+20	3.91E+00	3.60E+09	1.40E-01	6.64E+09	6.04E-02
SFD-11-1-5	9.97E-01	4.73E+06	4.91E+04	4.89E+12	9.85E+18	5.73E+13	3.77E+08	3.18E+20	8.55E+05	2.46E+12	2.00E-01	2.01E+09	3.80E-10
SFD-11-1-10	9.99E-01	2.40E+06	3.71E+04	1.80E+12	9.85E+18	2.93E+13	3.73E+08	3.18E+20	6.53E+05	1.88E+12	2.00E-01	5.31E+08	3.77E-10
SFD-st	1.00E+00	4.81E+03	2.99E+05	1.76E+09	3.23E+20	2.57E+12	2.80E+08	9.99E+18	2.29E+08	6.33E+11	2.00E-01	3.64E+08	9.05E-09
TMI2-1	1.00E+00	1.84E+08	5.24E+05	2.02E+15	7.08E+19	1.62E+16	3.74E+08	3.02E+20	6.60E+07	2.52E+13	2.00E-01	9.33E+12	3.96E-10
TMI2-2	1.00E+00	5.55E+07	1.73E+06	1.98E+15	1.86E+20	1.62E+16	2.95E+08	1.86E+20	7.26E+08	6.49E+13	2.00E-01	7.59E+12	5.06E-10

Таблица 4. Сравнение результатов программы KINCSI результатами внешних программ для равновесных состояний (по доли йода (в %) в соединениях CsI и HI от общего количества вышедшего йода).

	Название теста	HI					CsI				
		KINCSI %	Kinetic Predictions %	SOLGAS-MIX %	KINCSI-KinPred	KINCSI-SOLGAS0 MIX	KINCSI %	Kinetic Predictions %	SOLGAS-MIX %	KINCSI-KinPred	KINCSI-SOLG ASMIX
SFD	sfd-11	9.2	9.0	10.0	0.2	-0.8	90.6	91.0	90.0	-0.4	0.6
	sfd-11-1000	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	100.0	100.0	100.0	-0.1	0.0
	sfd-11-1-5	33.5	33.0	37.0	0.5	-3.5	66.5	67.0	63.0	-0.6	3.5
	sfd-11-1-10	51.1	49.0	51.0	2.1	0.1	48.9	51.0	49.0	-2.1	-0.1
	sfd-st	99.6	100.0	99.0	-0.4	0.6	0.3	0.0	1.0	0.3	-0.7
TMI	Tmi2-1	1.2	1.5	1.4	-0.3	-0.2	97.9	98.5	98.6	-0.6	-0.7
	Tmi2-2	3.2	3.2	3.3	-0.1	-0.2	96.1	96.8	96.7	-0.7	-0.6

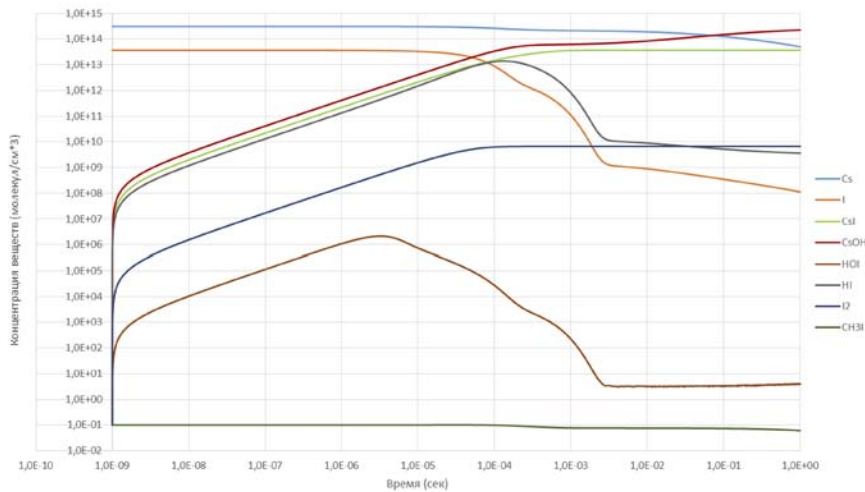


Рис. 1. График зависимости концентраций веществ,  $1/\text{см}^3$ , от времени, с, для теста SFD-11-1000

между результатами наших расчетов и результатами работы [2]. Такое совпадение указывает на правильность построенной нами модели и качественную реализацию модуля KINCSI.

Заметим, что в [2] пожалуй впервые было указано на существенное влияние скорости химических реакции на установления постоянных концентраций соединений йода и цезия. При относительно больших концентрациях реагирующих веществ химическое равновесие наступает быстро  $\sim 10^{-3}$ - $10^{-1}$  с. В этом случае распределение йода и цезия по соединениям формируется в месте, где температура является наибольшей. Если концентрация мала, то время установления равновесия большое. Например, в тесте sfd-11-1000 - более 1 с (график зависимости концентраций от времени см. на рис. 1).

Полученные результаты качественно совпадают с результатами работы [2], при сравнении графиков, процентов, мы видим хорошее совпадение поведения кривых по времени, достижение максимумов, минимумов.

Количественное сопоставление полученных результатов с результатами работы [2] в полном объеме провести не представляется возможным из-за отсутствия цифровых данных для этих зависимостей.

Авторы [2] приводят характерное время достижения равновесия – установления постоянных концентраций соединений йода и цезия. Однако, при анализе приведенных в [2] графиков, видно, что данные моменты времени, приведенные авторами в таблице на стр. 355, являются не точными, а лишь приблизительными моментами достижения равновесия, можно сказать только концом резкого изменения концентраций.

Сами доли, посчитанные по программе KINCSI, которые устанавливаются в момент равновесия и далее не меняются, хорошо совпадают с теми равновесными долями, которые рассчитаны по программам в работе [2] (см. Таблицу 4).

### Список литературы

1. Н. Ф. Репников, “Программное средство LEAK3 расчета утечки продуктов деления в окружающую среду из защитной оболочки реактора типа ВВЭР при авариях”, паспорт аттестации программного средства, РНЦ КИ (1999).
2. A. W. Kronenberg, D. J. Osetek, “Reaction Kinetics of Iodine and Cesium in Steam/Hydrogen Mixtures”, Nuclear Technology, Volume 81, Pages 347 – 359 (1988),
3. Н.С. Ахметов, “Общая и неорганическая химия” М. Высшая школа, 2001
4. Химическая энциклопедия / Редкол. Н.С. Зефилов и др. - М. Большая Российская энциклопедия, 1998. - Т.5. -783 с. - ISBN 5-85270-310-9

## ОЦЕНКИ ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА РАДИОАКТИВНЫХ АЭРОЗОЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОДНОКАСКАДНОГО ИНЕРЦИОННОГО РАЗДЕЛИТЕЛЯ

Хусейн Ю.Н., Припачкин Д.А., Будыка А.К.  
НИЯУ «МИФИ», Москва

В настоящей статье рассмотрен новый метод оценки дисперсного состава радиоактивных аэрозолей методом минимизации функции ошибки, с использованием однокаскадного инерционного разделителя для разделения спектра аэрозольных частиц на фракции, и экспериментально установленных зависимостей эффективности осаждения частиц от аэродинамического диаметра.

В качестве однокаскадного инерционного разделителя был рассмотрен один из каскадов импактора АИП-2, разработанный в ФМБЦ им. А.И. Бурназяна ФМБА России и широко используемый в России при исследованиях дисперсного состава радиоактивных аэрозолей.

Метод оценки характеристик дисперсного состава радиоактивных аэрозолей – АМАД и СГО с помощью однокаскадного инерционного разделителя состоит в следующем: вначале производят пробоотбор на фильтр и измеряют активность частиц, осевших на фильтре; затем аэрозоль при фиксированной линейной скорости прокачивают через однокаскадный инерционный разделитель и фильтр в течение такого же промежутка времени, и также измеряют активность частиц, осевших на фильтре. Последнюю операцию повторяют еще раз, но уже при другой линейной скорости.

В обзоре Фукса [1], был предложен метод оценки дисперсного состава с помощью разбиения исходного спектра аэрозольных частиц на доли (1).

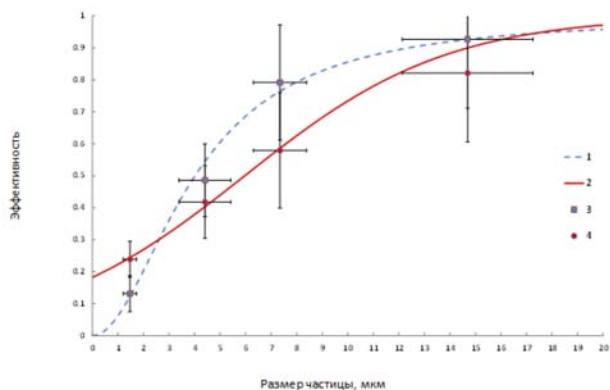
$$\eta_i^T(\mu, \sigma) = \int_0^{\infty} E_i(x) \cdot f(x, \mu, \sigma) dx, i = 1..N \quad (1)$$

где  $E_i(x)$  – эффективность осаждения частиц с аэродинамическим диаметром  $x$  при фиксированной линейной скорости;  $f(x, \mu, \sigma)$  – плотность распределения аэрозольных частиц исходного спектра по размерам,  $1/\text{м}$ ;  $\mu$  и  $\sigma$  – параметры логнормального распределения аэрозольных частиц по размерам, для радиоактивных

аэрозолей АМАД и СГО, соответственно. Сопоставляя расчетные значения и теоретические определим функцию невязки  $Q(\mu, \sigma)$  [2].

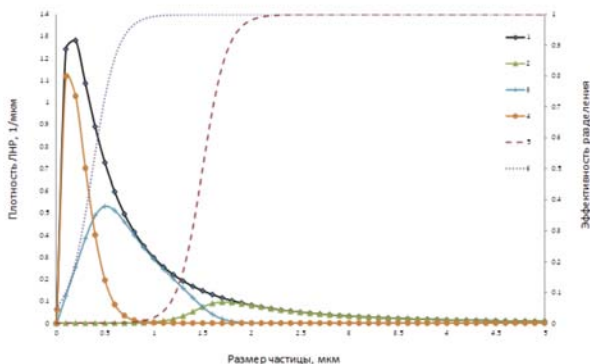
$$Q(\mu, \sigma) = \sqrt{(\eta_1 - \eta_1^T)^2 + (\eta_2 - \mu_2^T)^2} \quad (2)$$

Значения  $\mu$  и  $\sigma$ , для которых функция (2) будет иметь минимальное значение, являются АМАД и СГО исходного спектра. Данный подход был реализован в методе многослойных фильтров, который широко используется в РФ [3]. В нашем случае, рассмотренный подход, возможно, применить для оценки АМАД и СГО.



**Рис. 1.** Зависимости эффективности осаждения  $E(x)$  от размера частицы (аэродинамического диаметра). 1, 2 — аппроксимация; 3, 4 — экспериментальные данные при расходе 50 и 20 л/мин, соответственно.

Зная зависимость  $E(x)$  от аэродинамического диаметра частицы, подставим её в выражение (1) и найдем  $\mu$ . Затем, полученное выражение  $\sigma$  и рассчитанные по результатам измерения активности доли  $\mu$  поставим в (2) и определим пару  $\mu$  и  $\sigma$  соответствующую минимуму функции  $Q$ . Определить минимум функции аналитически невозможно, поэтому для его поиска необходимо использовать численные методы.



**Рис. 2.** Разбиение исходного спектра ЛНР на части с помощью кривых эффективности. 1 — исходный спектр; 2, 3, 4 — спектры частиц после применения разделителя; 5, 6 — эффективность разделения

### Список литературы

1. N.A. Fuchs, «Aerosol Impactors: A Review in Fundamentals of Aerosol Science»// ed. Wiley & Sons, - New York, 1978.
2. Y.S. Cheng and H.C. Yeh, «Theory of a screen-type diffusion battery»// J. Aerosol Sci., 1980.
3. A.K. Budyka, B.I. Ogorodnikov and V.I. Skitovich, «Filter pack technique for determination of aerosol particle sizes»// J. Aerosol Sci., 1993.

## ОЦЕНКИ АМАД $\alpha$ -АКТИВНЫХ РАДИОНУКЛИДОВ И ОБЪЕМНОЙ АКТИВНОСТИ С ПОМОЩЬЮ НОВОЙ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

*Хусейн Ю.Н., Припачкин Д.А., Будыка А.К.  
НИЯУ «МИФИ», Москва*

Предложена новая экспериментальная установка для определения объемной активности и активностного медианного аэродинамического диаметра (АМАД)  $\alpha$ -активных радионуклидов. Проведена оценка спектрометрических и радиометрических характеристик  $\alpha$ -излучающих радионуклидов плутония и выполнен расчет АМАД для  $^{239}\text{Pu}$ , с учетом ошибки оценки активности. Расчетные значения активности изотопов плутония в составе специальных аэрозольных источников (САИ), полученные с помощью экспериментальной установки, сравнивали со значениями, полученными на приборах МКС-01А и УМФ-2000. Выполнена оценка относительной ошибки определения АМАД с помощью экспериментальной установки.

Экспериментальная установка состоит из разделительной части, камеры детектирования, в которой установлен ионно-имплантированный кремниевый детектор заряженных частиц ДК-500, фильтра, ротаметра, насоса и соединительных трубопроводов. Альфа активность определяли с помощью спектрометра МКС-01А «МУЛЬТИРАД-АС» и радиометра УМФ-2000.

Исследованы спектры  $\alpha$ -излучения, определена эффективность регистрации и рассчитана активность образцового источника «тип 1П9» на основе  $^{239}\text{Pu}$  с активностью 80.7 Бк и специальных аэрозольных источников  $\alpha$ -излучения (САИ) на основе  $^{239}\text{Pu}$  с активностью 119 и 112 Бк. Результаты исследований эффективности регистрации  $\alpha$ -частиц сравнивали с данными, полученными с помощью МКС-01А в ФМБЦ им. А.И. Бурназяна и УМФ-2000 в НИЯУ МИФИ.

Показано, что использование разработанной экспериментальной установки для отбора проб радиоактивных аэрозолей и последующей радиометрии и спектрометрии проб с помощью кремниевого детектора позволяет оценить суммарную активность  $\alpha$ -излучающих радионуклидов  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{238}\text{Pu}$  в составе источников «тип 1П9» и САИ с относительной ошибкой около 5%. Для рассмотренной комбинации радионуклидов относительная ошибка оценки активности не превышала 20%. При этом относительная ошибка оценки величины АМАД аэрозолей, содержащих  $^{239}\text{Pu}$ , с помощью метода определения дисперсного состава радиоактивных аэрозолей на основе инерционных разделителей [1], не превышала 25%, что, в соответствии с нормативными требованиями [2] считается приемлемым.

### Список литературы

1. Д.А. Припачкин, А.К. Будыка, Ю.Н. Хусейн, А.Е. Карев, А.Г. Цовьянов. Метод определения дисперсного состава радиоактивных аэрозолей на основе инерционных разделителей. АНРИ, № 3(86), 2016, с.с. 57-63.
2. МУК 2.6.1.08 – 2004 Определение характеристик распределения радиоактивного аэрозоля по размерам. М.: ФМБА России, 2004, 19 с.

# СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАДИАЦИОННЫХ И ХИМИЧЕСКИХ РИСКОВ В РЕГИОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

*Аракелян А.А., Панченко С.В., Стрижова С.В.  
ИБРАЭ РАН, Москва*

*Шашина Т.А.  
ФГБУН «ФНЦГ им. Ф.Ф. Эрисмана»  
Роспотребнадзора, Москва*

## Введение

В регионах расположения предприятий атомной отрасли радиационное воздействие и связанные с ним риски зачастую считаются приоритетными. Определить действительное место радиационных рисков в структуре экологических рисков на той или иной территории позволяет сопоставление радиационных рисков с другими экологическими рисками.

Работы по сравнительному анализу рисков воздействия радиационного и химических факторов на здоровье населения в районах размещения предприятий атомной отрасли ведутся в ИБРАЭ РАН с 2000-х годов. В 2015–2017 гг. по инициативе Концерна «Росэнергоатом» выполнялась работа по оценке экологических рисков на территории Ленинградской области, где функционирует Ленинградская атомная станция и ведется строительство Ленинградской АЭС-2.

## Материалы и методы

Исследование включает оценку химических рисков здоровью населения Ленинградской области с учетом многосредового воздействия и оценку радиационных рисков для здоровья населения города Сосновый Бор, связанных с работой расположенных там предприятий атомной отрасли – прежде всего Ленинградской атомной станции, а также НИТИ им. А.П.Александрова и ФГУП «РосРАО».

Оценки рисков, связанных с загрязнением воздуха, почвы и воды, продуктов питания выполнялись в соответствии с методологией, утвержденной Руководством Р 2.1.10.1920-04 по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду [1]. При оценке риска от воздействия химических веществ, содержащихся в пищевых продуктах, также применялись МУ 2.3.7.2519-09 [2]. Период исследования охватывает 2010–2015 гг.

Источниками данных о состоянии окружающей среды являются:

- Ежегодники состояния загрязнения атмосферного воздуха на территории деятельности ФГБУ «Северо-Западное УГМС», содержащие данные мониторинга атмосферного воздуха,
- Радиационно-гигиенические паспорта РФ и Ленинградской области,
- Ежегодники «Радиационная обстановка на территории России и сопредельных государств»,
- данные социально-гигиенического мониторинга содержания химических веществ в объектах окружающей среды (атмосферном воздухе, питьевой воде, почве, пищевых продуктах) за 2010–2015 гг., предо-

ставленные Управлением Роспотребнадзора по Ленинградской области и ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Ленинградской области».

Отметим, что сеть наблюдения Росгидромета на территории Ленинградской области, созданная в 70–80-х годах прошлого века, включает всего лишь 7 стационарных постов, размещенных в городах Выборг, Кингисепп, Луга, Светлогорск и Тихвин (по 1 посту) Кириши (2 поста). Численность населения в шести городах, где расположены стационарные посты наблюдения, составляет 287 тыс. человек, что составляет 21,4 % от общей численности городского населения. Ведется мониторинг 18 веществ, из которых 5 относится к канцерогенным.

Сеть мониторинга Роспотребнадзора обеспечивает охват большей части населения области; также в программу наблюдения включен ряд специфических загрязняющих веществ. Система постов мониторинга атмосферного воздуха охватывает 27 населенных пунктов Ленинградской области (15 районов), питьевой воды в распределительной сети – 37 населенных пунктов (16 районов), почвы – 31 населенный пункт (17 районов), продуктов питания – 17 районов области. База наблюдений, осуществленных в рамках социально-гигиенического мониторинга на территории Ленинградской области, включает следующие данные, проанализированные в целях выполнения исследования по оценке риска:

- измерения содержания 5 канцерогенных веществ в питьевой воде распределительной сети (около 2400 измерений);
- измерения содержания 5 канцерогенных веществ в почве (около 2500 измерений);
- измерения содержания 6 канцерогенных веществ в атмосферном воздухе и 8 загрязняющих веществ, имеющих эпидемиологические критерии риска (около 65500 измерений);
- измерения содержания 16 канцерогенных веществ в продуктах питания.

В качестве приоритетных веществ рассматривались потенциальные химические канцерогены, относящиеся к группам 1, 2А и 2В по классификации МАИР, и распространенные загрязняющие атмосферный воздух вещества, имеющие эпидемиологические критерии риска.

В итоговый перечень приоритетных веществ для оценки риска в анализируемых средах вошли:

- для оценки риска вследствие загрязнения атмосферного воздуха – 7 канцерогенов и 7 веществ с эпидемиологическими критериями риска (азот диоксид, азот оксид, бензо(а)пирен, бензол, взвешенные вещества, кадмий и его неорганические соединения, озон, PM<sub>2.5</sub>, свинец и его неорганические соединения, сера диоксид, углерод оксид, формальдегид, шестивалентный хром, этилбензол);
- для оценки риска вследствие загрязнения питьевой воды – 2 канцерогена (свинец и его неорганические соединения и хлороформ), контролируемые в распределительной сети населенных пунктов Ленинградской области и имеющие зарегистрированные положительные пробы за исследуемый период;
- для оценки риска вследствие загрязнения почвы – 5 канцерогенов (бензо(а)пирен, кадмий и его неорганические соединения, мышьяк и его неорганические соединения, никель и его неорганические соединения, свинец);

– для оценки риска вследствие загрязнения пищевых продуктов (8 канцерогенов: 2,2-Бис(п-хлорфенил)-1,1-дихлорэтилен, гексохлоран, ДДТ, кадмий и его неорганические соединения, линдан, мышьяк и его неорганические соединения, свинец и его неорганические соединения, хлороталонил).

При оценке риска рассматривался сценарий жилой зоны при хроническом (в течение 30 лет) воздействии распространенных загрязнений токсическими веществами атмосферного воздуха и пожизненном (в течение 70 лет) воздействии канцерогенов, загрязняющих отдельные среды [1]. Для атмосферного воздуха определен ингаляционный путь поступления, для пищевых продуктов – пероральный путь, для водопроводной воды и почвы – пероральный, кожный и ингаляционный путь поступления вещества в организм.

Оценка рисков и ущербов здоровью населения проводилась как по отдельным средам, так и при много-средовом воздействии приоритетных веществ с учетом средних и максимальных значений экспозиции.

Отметим, что при оценке риска от загрязнения атмосферного воздуха при длительной (хронической) экспозиции преимущество отдавалось результатам мониторинга на стационарных постах Росгидромета и постах предприятий, а при отсутствии таких данных в анализ включались результаты мониторинга на маршрутных постах Роспотребнадзора.

Исходя из имеющихся данных о радиационной обстановке в Ленинградской области, можно произвести оценку рисков для населения двумя способами. Непосредственное различие между этими способами заключается в получении оценок дозовых нагрузок. Одним из источников являются систематизированные данные, основанные на результатах радиационно-гигиенической паспортизации в субъектах РФ [3]. Однако существенным недостатком такого рода данных является отсутствие информации о путях техногенного облучения. Среди населённых пунктов Ленинградской области в радиационно-гигиенических паспортах рассматриваются г. Сосновый бор и г. Гатчина.

Альтернативным источником получения оценок дозовых нагрузок является расчёт внешней и внутренней доз облучения за счёт различных путей воздействия радионуклидов на организм человека. Внешнее техногенное облучение определяется с помощью распространения и рассеяния выбросов ОИАЭ, расположенных в Ленинградской области, методами математического моделирования. Такой подход требует данных по объёму и структуре выбросов ОИАЭ, геометрическим характеристикам источников, а также по метеорологической обстановке в регионе.

Доза внутреннего облучения оценивается с учётом ингаляционного поступления радионуклидов в организм человека и потребления критической группой населения местных, в том числе, и морских продуктов из акватории Балтийского моря. Содержание радионуклидов в рыбе оценивалось по непосредственным измерениям.

Содержание техногенных радионуклидов в атмосферном воздухе в зоне расположения ЛАЭС обусловлено выбросами: собственно ЛАЭС, а также выбросами с других предприятий, расположенных в этом районе: НИТИ им. А.П. Александрова и ФГУП РосРАО. Отметим, что фактические годовые выбросы ЛАЭС инертных радиоактивных газов за всё время эксплуатации станции существенно ниже допустимых. При этом на-

блюдается заметное снижение выбросов за 40 лет почти на два порядка величины. Все это говорит в первую очередь о повышении культуры производства ЛАЭС. Схожая динамика наблюдается и для выбросов радиоактивных изотопов йода и цезия [4]. В целом же объёмы выбросов всех радионуклидов на порядки ниже установленных уровней допустимых выбросов.

Оценка распространения радиоактивных выбросов в г. Сосновый бор проводилась с помощью локальной гауссовой модели рассеивания, которая была ранее успешно апробирована в ИБРАЭ РАН при анализе радиологической обстановки в районах расположения других ОИАЭ.

Радиационные риски оценивались согласно широко применяемой в мировом сообществе методологии НКДАР ООН с учётом онкологической статистики Ленинградской области [5].

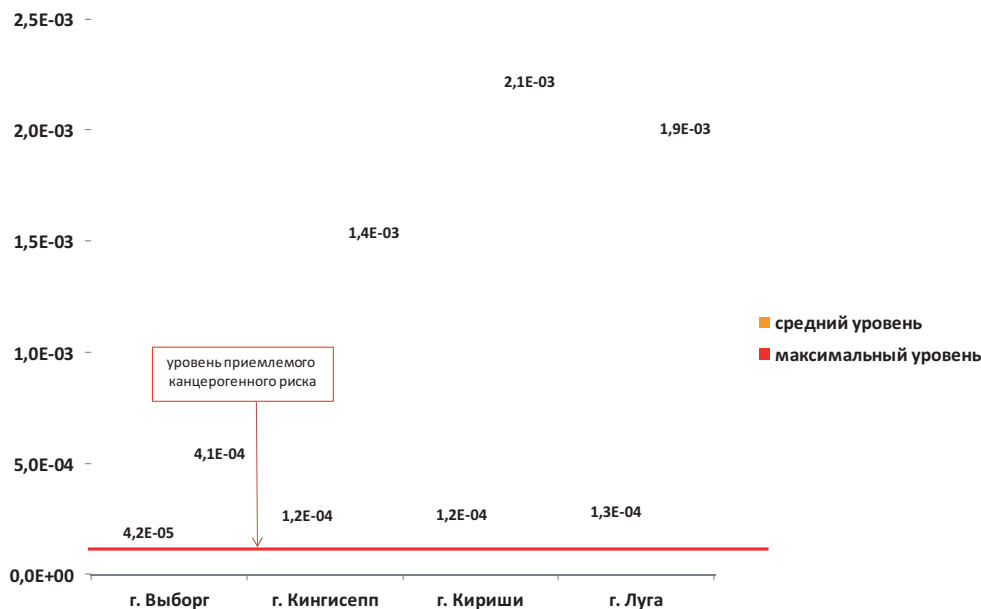
## Результаты исследования

Потенциальный ущерб здоровью населения от воздействия наиболее распространенных «классических» загрязняющих веществ (диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, взвешенные вещества и их мелкодисперсные фракции) оценивался в единицах дополнительных случаев смерти. При этом оценки проводились для средних (медианных) концентраций и концентраций на уровне 90 процентиля. Результаты оценок показали, что при воздействии на уровне средней (медианной) экспозиции наиболее высокие значения дополнительного числа смертей от всех (за исключением внешних) причин получены для г. Тосно (209 случаев на 100 000 населения), Никольское (205 случаев на 100 000 чел. населения) и Красный Бор (204 случаев на 100 000 населения) Тосненского района. При этом основной вклад (около 90%) приходился на долю взвешенных веществ (соответственно 185, 179 и 179 случаев на 100 000 населения) [6].

Оценка максимальной экспозиции за исследуемый период показала, что наиболее высокие величины возможного неблагоприятного воздействия на население следует ожидать в г. Кингисепп, Кириши, Луга и Выборг, где дополнительное число смертей от всех (за исключением внешних) причин составило чрезвычайно высокие величины 1138, 909, 851 и 748 случаев на 100 000 чел. населения соответственно. Это связано со значительными максимальными концентрациями анализируемых соединений, прежде всего взвешенных веществ, регистрируемых на стационарных постах Росгидромета.

Суммарный индивидуальный канцерогенный риск от загрязнения атмосферного воздуха от средних уровней воздействия на территории 4-х населённых пунктов (гг. Выборг, Светогорск, пп. Красный Бор и Косково) находились в диапазоне от  $4,2 \cdot 10^{-5}$  до  $1,1 \cdot 10^{-4}$  и не превышали допустимый уровень риска для населения. В других 4-х городах (гг. Кингисепп, Кириши, Луга, Тихвин) суммарные канцерогенные риски превышали допустимые значения для населения, находятся в диапазоне от  $1,2 \cdot 10^{-4}$  до  $2,3 \cdot 10^{-3}$ .

В результате проведенных исследований установлено, что первому диапазону риска (пренебрежимо малому) соответствует индивидуальный канцерогенный риск от загрязнения свинцом и его неорганических соединений, определяемого как на уровне средних, так и на уровне средних из максимальных концентраций в атмосферном воздухе всех оцениваемых городов за исключением г. Тихвина, где индивидуальный канце-



**Рис. 1.** Суммарный индивидуальный канцерогенный риск здоровью населения от воздействия химических веществ, одновременно контролируемых в атмосферном воздухе четырех городов Ленинградской области [6]

рогенный риск от среднего значения из максимальных концентраций свинца составил  $2,9 \times 10^{-4}$ . Подобный уровень канцерогенного риска соответствует третьему диапазону: риск приемлем для профессиональных групп и неприемлем для населения в целом. Индивидуальные канцерогенные риски от воздействия средних и средних из максимальных значений концентраций бензо(а) пирена, никеля и кадмия соответствует приемлемому для населения уровню риска. Индивидуальные канцерогенные риски здоровью населения от воздействия этилбензола на уровне средних величин не превышали приемлемый для населения уровень. Анализ максимальных уровней загрязнения показал, что только на территории г. Кириши значения канцерогенного риска для населения превышали верхнюю границу приемлемого уровня ( $1,1 \times 10^{-4}$ ).

Анализ рассчитанных индивидуальных канцерогенных рисков здоровью населения от воздействия бензола показал, что для населения, находящегося под воздействием средних концентраций в атмосферном воздухе только для г. Выборга ( $3,1 \times 10^{-5}$ ) и пос. Косколово ( $3,4 \times 10^{-5}$ ) значения канцерогенного риска соответствовали приемлемому риску. Для населения гг. Кингисеппа, Луги и Киришей полученные значения находились на верхней границе приемлемого уровня ( $1,0 \times 10^{-4}$  –  $1,1 \times 10^{-4}$ ). Оценка максимально возможного воздействия для данных городов показала, что значения канцерогенного риска превышают приемлемый уровень для населения, при этом в гг. Кингисепп, Луга и Кириши находятся на уровне, не приемлемом ни для населения, ни для профессионалов.

Мониторинг формальдегида проводился только в гг. Светогорске и п. Красный Бор, шестивалентного хрома VI – только в г. Бокситогорске и г. Тихвине. Канцерогенный риск здоровью населения, находящегося под воздействием формальдегида, определяемого в атмосферном воздухе при среднем значении уровня загрязнения, равный  $1,1 \times 10^{-4}$  (г. Светогорск) и  $6,3 \times 10^{-5}$  (п. Красный Бор), приемлем для населения. Концентрации шестивалентного хрома в г. Бокситогорске были равны нулю, поэтому не включались в оценку канцерогенного ри-

ска, а в г. Тихвине канцерогенный риск от воздействующих концентраций соответствовал неприемлемому уровню как для населения, так и для профессионалов и составил при среднем значении загрязнения  $2,3 \times 10^{-3}$ , а при максимальном загрязнении –  $5,1 \times 10^{-3}$  (рис. 2).

Оценка канцерогенного риска от содержания в питьевой воде хлороформа проведены для 35 населенных пунктов, находящихся в 15 районах Ленинградской области. Установлено, что при оценке воздействия на уровне медианных концентраций хлороформа в большинстве жилых зон можно ожидать канцерогенный риск для населения на приемлемом уровне: от  $5,9 \times 10^{-7}$  (Выборгский район: г. Гатчина, г. Коммунар, п. Елизаветино, п. Тайцы; Кингисеппский район: г. Ивангород) до  $1,0 \times 10^{-5}$  (Выборгский район: п. Гончарово; Ломоносовский район: д. Виллози; Тосненский район: г. Никольское). Исключение составляет 11 городских и сельских поселений в 7 районах, где отмечаются превышения уровней приемлемого канцерогенного риска при воздействии хлороформа, загрязняющего питьевую воду. Наибольшее превышение приемлемого уровня канцерогенного риска в 3,5 раза при воздействии медианных концентраций получено в г. Приозерске (Приозерский район). Оценка воздействия хлороформа в концентрациях на уровне 90-перцентиля, показала, что в 28 городских и сельских поселениях из 12 районов области отмечались превышения приемлемого уровня канцерогенного риска для питьевой воды. Наибольшие значения риска, как и при оценке воздействия на уровне медианных концентраций, наблюдаются в Приозерском районе (п. Кузнечное-  $1,3 \times 10^{-4}$  и г. Приозерск –  $1,7 \times 10^{-4}$ ). Для Подпорожского района (г. Подпорожье) оценен канцерогенный риск от загрязнения питьевой воды свинцом: при воздействии на уровне медианной концентрации канцерогенный риск составил  $2,8 \times 10^{-10}$ , на уровне 90 перцентиля –  $1,3 \times 10^{-9}$ . Данные значения канцерогенного риска не превышают приемлемого для населения уровня. При этом оценить суммарный индивидуальный канцерогенный риск не представлялось возможным из-за отсутствия контроля хлороформа в г. Подпорожье.

Суммарный индивидуальный канцерогенный риск от загрязнения почвы кадмием, мышьяком, никелем, свинцом, бензо(а)пиреном составляет при экспозиции на уровне медианы от  $9,9e-11$  до  $3,3e-8$ , при экспозиции на уровне 90 перцентиля от  $2,4e-10$  до  $2,8e-7$ . Все рассчитанные значения индивидуальных канцерогенных рисков находились значительно ниже допустимого уровня канцерогенного риска ( $1,0e-4$ ). Более детально распределение по районам и населённым пунктам Ленинградской области уровней риска от загрязнения почвы канцерогенными веществами представлено на рисунке 3 [6].

Суммарный индивидуальный риск от воздействия канцерогенных веществ, содержащихся в пищевых продуктах, на уровне средних величин концентраций

превышает допустимый уровень для населения в Ломоносовском ( $3,2e-04$ ), Волховском ( $3,3e-04$ ), Волоновском ( $8,5e-04$ ), Всеволожском ( $2,0e-03$ ) и Гатчинском районах ( $1,1e-03$ ). На территориях двух последних районов значения канцерогенного риска соответствуют уровню, не приемлемому ни для населения, ни для профессионалов. Остальные районы находятся в зоне приемлемого риска. Результаты расчетов канцерогенных рисков для средних максимальных значений превышали приемлемые уровни для профессионалов в Волоновском ( $1,8e-03$ ), Всеволожском ( $2,8e-03$ ) и Гатчинском ( $4,0e-03$ ) районах, и приемлемые уровни для населения в Выборгском ( $1,4e-04$ ), Кировском ( $1,9e-04$ ), Лужском ( $2,8e-04$ ), Киришском ( $6,1e-04$ ), Ломоносовском ( $6,5e-04$ ) и Волховском ( $8,7e-04$ ) районах.

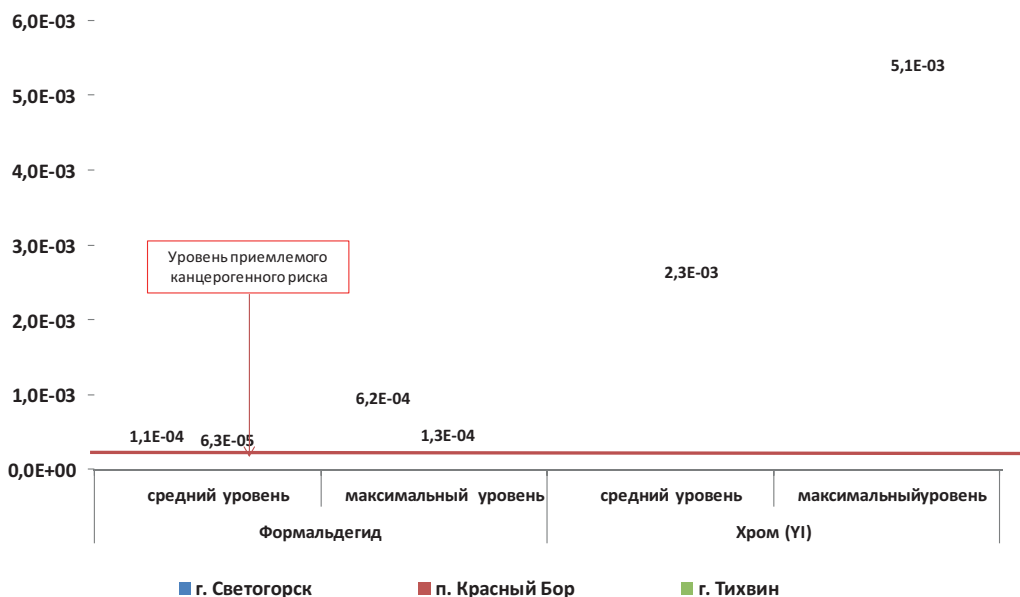


Рис. 2. Индивидуальный канцерогенный риск здоровью населения от воздействия формальдегида, шестивалентного хрома, содержащихся в атмосферном воздухе городов Ленинградской области

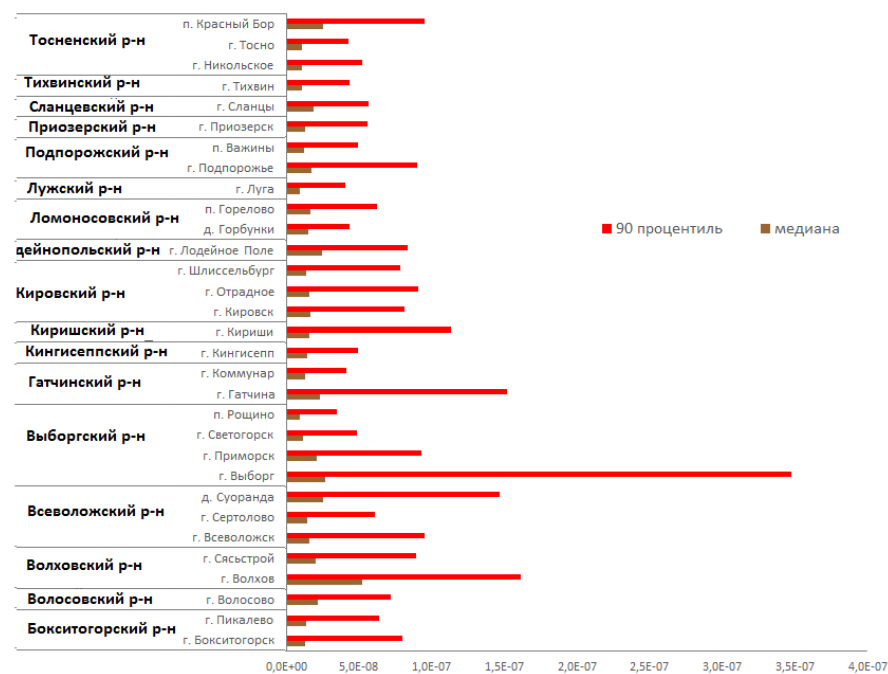


Рис. 3. Суммарный индивидуальный канцерогенный риск здоровью населения Ленинградской области от воздействия почвы

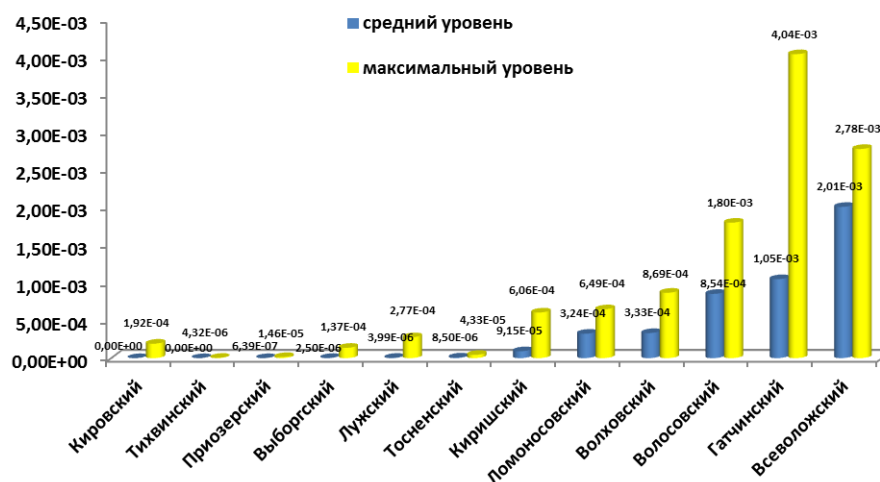


Рис. 4. Суммарный индивидуальный канцерогенный риск здоровью населения Ленинградской области от воздействия контаминантов, загрязняющих пищевые продукты [6]

Наиболее высокие рассчитанные уровни канцерогенного риска здоровью от загрязнения продуктов питания отмечались от воздействия мышьяка. На территории Всеволожского района значение канцерогенного риска, рассчитанное для средней концентрации, составляет  $2,0 \times 10^{-3}$ . Данный уровень риска не приемлем ни для населения, ни для профессионалов [2]. Кроме того результаты расчетов индивидуальных канцерогенных рисков здоровью населения (на основании усредненных максимальных значений) от воздействия мышьяка показывают, что ни на одной анализируемой территории значения канцерогенного риска не соответствуют приемлемому риску. Для населения Выборгского, Кировского, Лужского, Киришского, Ломоносовского и Волховского районах полученные значения находились выше приемлемого уровня для населения; на территориях Волоsovского, Всеволожского и Гатчинского районов соответствующие значения канцерогенного риска находились на уровне выше  $1,0 \times 10^{-3}$ . Анализ вкладов индивидуальных канцерогенных рисков от воздействия контаминантов, загрязняющих пищевые продукты, показал, что на долю воздействия мышьяка приходится от 56 до 73%.

С учетом особенностей ведения мониторинга канцерогенов в Ленинградской области в оценку многосредового риска здоровью населения включены Выборгский, Киришский, Тихвинский, Тосненский районы (атмосферный воздух, почва, питьевая вода, пищевые продукты). В формировании суммарного канцерогенного риска при многосредовом воздействии определяющее значение принадлежало атмосферному воздуху, второе место занимали пищевые продукты, третье – питьевая вода, четвертое – почва.

Оценка многосредового риска была осуществлена для четырех районов Ленинградской области. В Выборгском и Тихвинском районах основной вклад в ин-

дивидуальный канцерогенный риск создается за счет загрязнения атмосферного воздуха. В Тосненском и Киришском районах риск обусловлен в значительной степени загрязнением питьевой воды и продуктов питания [6]. При этом уровни риска превышают уровень, установленный как приемлемый для населения.

При оценке и анализе радиационных рисков для населения также рассматривалось многосредовое воздействие. Среди возможных путей облучения человека были учтены внешнее облучение от выпадений радионуклидов на поверхность земли и от радиоактивного облака, формируемого выбросами предприятий, а также внутреннее облучение за счёт ингаляционного пути поступления изотопов в организм и потребления продуктов питания. Наибольший вклад в структуру дозовых нагрузок от выбросов предприятий г. Сосновый бор на население селитебной зоны вносит внешнее облучение от радиоактивных выпадений ( $0,14 \text{ мкЗв}$  в 2014 г.). Отметим, что подавляющая часть селитебной зоны находится на территории с загрязнением  $^{137}\text{Cs}$  за счёт выбросов ОИАЭ, не превышающим  $0,05 \text{ Бк/м}^2$ , тогда как среднее значение по данному параметру за последнее десятилетие находится на уровне  $2 \text{ кБк/м}^2$ , и большая часть цезия на поверхности земли относится к черныбыльским выпадениям 1986 г. Динамика годовых доз представлена на рисунке 5.

С точки зрения формирования доз облучения от техногенных радионуклидов в разное время, попавших в Балтийское море, критической группой будут рыбаки и их семьи, которые в наибольшей степени используют дары моря в своем рационе. К этой группе в рамках исследования отнесена когорта населения, которая состояла в 1999 г. из лиц в возрасте 18 лет, активно занималась рыбной ловлей и потребляла в год не менее 60 кг выловленной в Финском заливе рыбы.

Таблица 1. Суммарный индивидуальный канцерогенный риск здоровью населения Ленинградской области с учетом многосредового воздействия

Город	Индивидуальный канцерогенный риск за жизнь				Суммарный индивидуальный канцерогенный риск за жизнь	Суммарный индивидуальный канцерогенный риск за год
	атмосферный воздух	продукты питания	питьевая вода	почва		
Выборг (Выборгский район)	$1,5 \times 10^{-4}$	$2,5 \times 10^{-6}$	$7,1 \times 10^{-6}$	$2,4 \times 10^{-8}$	$1,6 \times 10^{-4}$	$2,3 \times 10^{-6}$
Тихвин (Тихвинский район)	$2,3 \times 10^{-3}$	—	$1,7 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-8}$	$2,4 \times 10^{-3}$	$3,4 \times 10^{-5}$
Кириши (Киришский район)	$1,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-5}$	$3,0 \times 10^{-5}$	$1,6 \times 10^{-8}$	$2,4 \times 10^{-4}$	$3,5 \times 10^{-6}$
Тосно (Тосненский район)	$6,3 \times 10^{-5}$	$8,5 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^{-5}$	$2,3 \times 10^{-8}$	$8,2 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-6}$



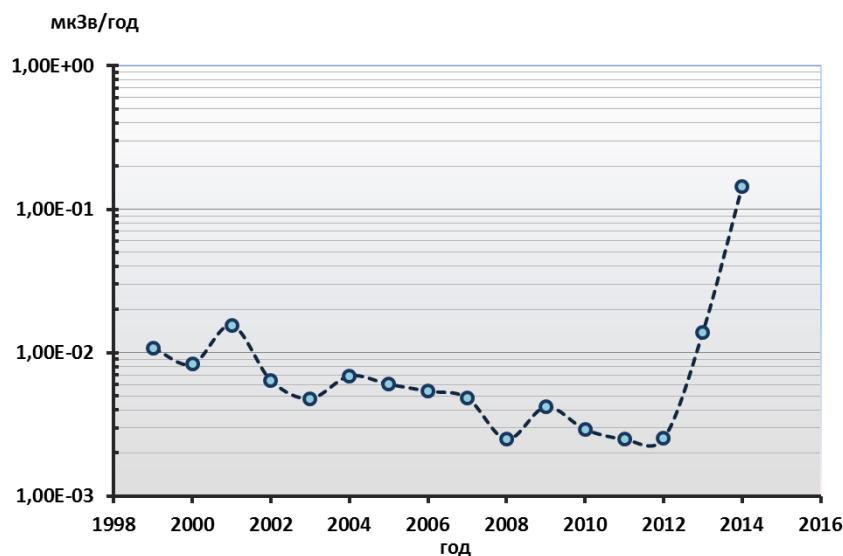


Рис. 5. Динамика дозы облучения, обусловленной атмосферными выбросами ОИАЭ в г. Сосновый бор

Наиболее важным источником поступления искусственных радионуклидов, повлиявшим на их общее содержание в водах Балтийского моря, стали выпадения после аварии на Чернобыльской АЭС в апреле 1986 года и глобальные выпадения в результате проведения испытаний ядерного оружия в период с 1950-х по 1980-е годы. Радионуклиды из последнего источника более равномерно распределились по акватории Балтийского моря, а в выпадениях доминировали  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  в соотношении 1,6. Общее содержание  $^{137}\text{Cs}$  в Балтийском море после аварии на Чернобыльской АЭС увеличилось в 1986 г. более чем в 10 раз, а затем к 1991 году снизилось в воде почти на половину вследствие процессов седиментации и выноса за пределы региона. С учетом динамики уровней загрязнения рыбы ежегодные дозовые на выбранную когорту жителей составят от 4 до 11 мкЗв, что в среднем выше доз за счёт деятельности ОИАЭ г. Сосновый бор на 2-3 порядка. Общая доза облучения когорты за счет рассматриваемого фактора составила за период 1999-2014 годы — 109 мкЗв [6, 7].

Динамика уровней техногенного радиационного риска коррелирует с динамикой дозовых нагрузок для критической группы населения. Максимальное значение риска наблюдается для 1999 г. и находится на уровне  $3,3\text{e-}07$ . В последующие годы имеет место явный тренд к снижению уровней риска, и в 2014 г. он не превышает  $1,2\text{e-}07$ . Полученные значения радиационного риска ниже на 2 порядка ниже границы приемлемого риска для населения, установленного в Нормах радиационной безопасности НРБ-99/2009, и классифицируются как пренебрежимо малые [8].

Население городов Сосновый бор и Гатчина, в которых размещены предприятия с ИИИ, находятся в зоне контроля ФМБА за дозовыми нагрузками. Результаты оценки радиационных рисков, обусловленных техногенным радиационным воздействием, полученные на основании дозовых нагрузок указанных в радиационно-гигиеническом паспорте [3], представлены в таблице 2.

Таблица 2. Радиационные риски техногенного радиационного воздействия для населения зон наблюдения, контролируемых ФМБА

Год	г. Сосновый бор	г. Гатчина
2014	$2,59\text{e-}08$	$9,38\text{e-}08$
2013	$7,18\text{e-}09$	$9,38\text{e-}08$
2012	$4,86\text{e-}09$	$9,38\text{e-}08$
2011	$6,94\text{e-}09$	$9,26\text{e-}08$
2010	$4,08\text{e-}07$	$4,08\text{e-}07$
2009	$6,12\text{e-}07$	$4,08\text{e-}07$
2008	$6,12\text{e-}07$	$4,08\text{e-}07$
2007	$4,08\text{e-}07$	$1,02\text{e-}07$

## Выводы

Сравнение полученных оценок радиационных и химических рисков показывает, что техногенный радиационный риск значительно ниже канцерогенного риска, обусловленного многосредовым воздействием химических канцерогенов (атмосферный воздух, питьевая вода, продукты питания, почва). Радиационный риск в среднем на порядок ниже риска, обусловленного воздействием химических канцерогенов.

При среднем уровне воздействия химические риски, обусловленные загрязнением атмосферного воздуха, продуктов питания, воды и почвы химическими канцерогенами, в Тихвинском, Киришском и Выборгском районах, а также риски, связанные с загрязнением атмосферного воздуха «классическими» загрязняющими веществами во всех рассматриваемых районах, превышают приемлемый для населения уровень и требуют принятия мер по улучшению экологической ситуации. Радиационный фактор оказывает на здоровье населения Ленинградской области незначительное влияние в сравнении с химическим фактором.

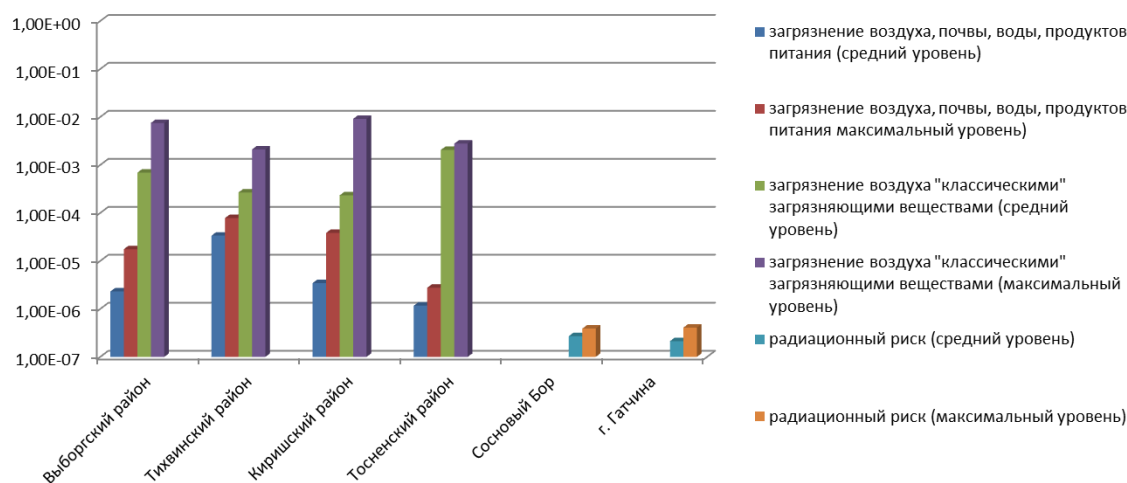


Рис. 7. Сравнительная оценка техногенного радиационного риска и химических рисков канцерогенного и токсического характера

### Список литературы

1. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. Р 2.1.10.1920-04. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора России, 2004, 143 с.
2. МУ 2.3.7.2519-09 «Определение экспозиции и оценка риска воздействия химических контаминантов пищевых продуктов на население» (утв. Роспотребнадзором 05.06.2009)
3. Результаты радиационно-гигиенической паспортизации в субъектах Российской Федерации за 2014 год (радиационно-гигиенический паспорт Российской Федерации).— М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2015.—134 с.
4. Радиоэкологическая обстановка в регионах расположения предприятий Росатома. // Под общей редакцией И.И. Линге и И.И. Крышева. — М.: «САМ полиграфист», 2015. — 296 с.
5. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR 2006). UNSCEAR 2006 Report. Annex A. Epidemiological Studies of Radiation and Cancer. — New York: United Nations sales publication, 2008. — 310 p.
6. Отчет на выполнение работы «Проведение сравнительного анализа радиационного и химического рисков на территории расположения атомных станций (Свердловская и Ленинградская области)», АНО ЦАБ ИБРАЭ РАН, 2017
7. Динамика вод Балтийского моря, проекты МАГАТЭ помогают оценить состояние морской среды, Иоланд Осват. Масуд Самизэй, Л. Валькунас, Йозеф Злантански, Бюллетень МАГАТЭ, 43/2/2001, с. 9 – 15.
8. Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009: Гигиенические нормативы СП 2.6.1.2523-09. — Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора России — М., 2009. - 100 с.

## ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РФ И ОЦЕНКА ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ВОДОБЕСПЕЧЕННОСТЬ АЭС

Обязов В.А., Марков М.Л.  
ООО НПО «Гидротехпроект», г. Валдай

В последние десятилетия происходят существенные изменения климата, имеющие глобальный характер. Они затронули не только атмосферу, но и биосферу, ги-

дросферу, криосферу и оказывают заметное влияние на различные сектора экономики. Под их влиянием на водных объектах Северо-Запада европейской территории России, в бассейнах рек Волги и Дона сложились напряженные условия, при которых под угрозу поставлено устойчивое функционирование водохозяйственного систем, в том числе атомных электростанций.

Цель настоящего доклада состоит в выявлении наметившихся изменений в формировании водных ресурсов, которые должны учитываться в правилах их использования при адаптации водохозяйственного комплекса АЭС к изменениям климата.

В исследовании использованы данные о температуре и атмосферных осадках 14 метеорологических станций, расположенных в разных регионах европейской части России (ЕЧР) от Мурманска на севере до Сочи на юге и от Калининграда на западе до Перми на востоке. Анализ изменений испарения с водной поверхности осуществлялся по данным Подмосковной водно-балансовой станции. Для оценки изменений водного режима и водных ресурсов использованы данные гидрологических наблюдений на постах Росгидромета.

В работе для установления параметров линейных трендов многолетних изменений использован метод наименьших квадратов. Теснота связи между гидрометеорологическими параметрами определялась с помощью корреляционного анализа. Оценка значимости выявленных трендов и коэффициентов корреляции выполнялась с использованием t-статистики Стьюдента.

К числу наиболее заметных изменений климата относится его потепление. Известно, что рост температуры воздуха продолжается уже несколько столетий после так называемого «малого ледникового периода», отмечавшегося в конце XVII – начале XVIII веков. На рисунке 1 представлен график многолетних изменений средних годовых температур северного полушария. На графике видна тенденция повышения температуры за весь период наличия инструментальных данных. Наиболее интенсивное потепление происходило с середины 1970-х гг. до начала XX века. По оценке межправительственной группы экспертов по изменению климата глобальное потепление будет продолжаться и его величина по большинству рассмотренных сценариев превысит 1,5 °С к концу XXI в. по сравнению с 1850 – 1900 гг. [1].

На территории европейской части России также отмечается потепление. По данным метеорологических станций Астрахань, Архангельск и Санкт-Петербург, имеющих наиболее длинные ряды наблюдений, температура воздуха за период с первой половины XIX до начала XX повысилась на 1,0–2,7 °C (рис. 1). Как в случае с глобальными изменениями, более интенсивный рост температуры происходил с середины 1970-х гг. до настоящего времени.

В период с 1976 по 2015 гг. средняя годовая температура воздуха, осредненная по 14 метеорологическим станциям ЕЧР, росла со скоростью 0,54 °C/10 лет. Весной эти изменения были существенно меньше (0,46 °C/10 лет), а в остальные сезоны – несколько больше (0,56–0,57 °C/10 лет). В отдельные месяцы (август, декабрь) увеличение температуры происходило более интенсивно, достигая 0,66 – 0,67 °C/10 лет. Наименьший ее рост отмечается в июне (0,40 °C/10 лет). Все выявленные тренды статистически достоверны при уровне значимости  $\alpha = 5\%$ .

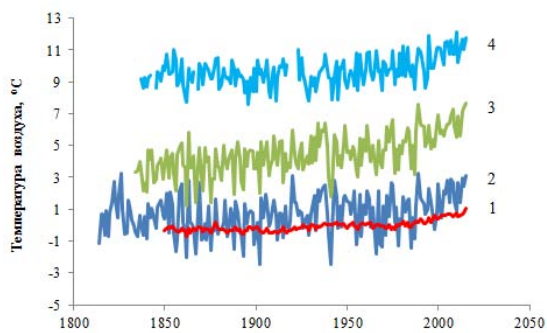


Рис. 2. Многолетние изменения средней годовой температуры воздуха в северном полушарии (1), Архангельске (2) Санкт-Петербурге (3) и Астрахани (4)

Многолетний режим атмосферных осадков характеризуется цикличностью, т.е. чередованием периодов их повышенного и пониженного количества. За 50-летний период с 1966 по 2015 гг. на территории ЕЧР выделяются два таких периода (рис. 2). При этом в отдельные годы осадков выпадает существенно меньше нормы. В последнее десятилетие наметилась тенденция понижения их годовых сумм.

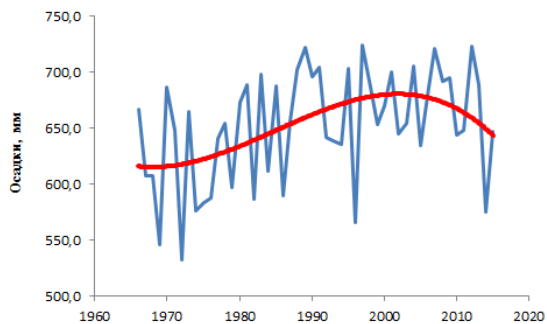


Рис. 2. Многолетние изменения годовых сумм атмосферных осадков, осредненных по территории ЕЧР (красным цветом показан полиномиальный тренд 3-го порядка)

Изменения испарения с водной поверхности также подвержены колебаниям. Однако отсутствие данных из-за прекращения наблюдений на большей части водно-испарительной сети не позволяет провести пространственный анализ. В данном докладе использованы результаты наблюдений в единственном пункте – на Подмосковной водно-балансовой станции. Анализ

этих данных показал (рис. 3), что более высокое испарение отмечалось в 1972 и 1964 гг, т.е. до начала современного потепления. Затем оно снизилось и с конца 1980-х – начала 1990-х гг. отмечается его рост. Сравнение многолетних изменений величины испарения и температуры воздуха в летний период показало их хорошую согласованность. Коэффициент корреляции этой связи составил 0,65. Рост испарения в последние десятилетия происходил на фоне роста температуры. Высокое испарение в 1964 и 1972 гг. также отмечалось на фоне высоких температур.

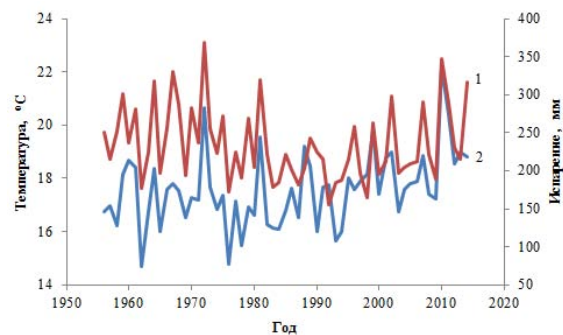


Рис. 3. Многолетние изменения испарения с водной поверхности по данным Подмосковной водно-балансовой станции (1) и температуры воздуха в г. Москве за июнь-август с 1956 по 2014 гг.

Рассмотренные изменения влияют на формирование стока рек, питающих водоемы-охладители АЭС. Вместе с тем, реакция водного режима территорий на происходящее изменение климата, и, в первую очередь, температуры воздуха, неоднозначна для водных объектов различных масштабов. Например, на малых реках северо-запада РФ и в бассейне верхней Волги начиная с 1995 г. наблюдается снижение минимального стока, в том числе зимой [3]. Пересыхают родники, снижаются уровни грунтовых вод, деградирует первичная гидрографическая сеть [4]. Одновременно с этим наблюдаются значительный сток в межень на крупных реках, идет активизация процессов подтоплений территорий, экзогенных процессов.

В условиях потепления климата и установления оттепельного зимнего режима дренирование малыми реками верхней зоны активного водообмена зимой возросло по следующим причинам.

Во-первых, за счет снижения аккумуляции подземных вод во льду в зоне аэрации при миграции незамерзшей влаги к фронту промерзания.

Во-вторых, уменьшились потери подземного питания рек на формирование ледяных образований: речного льда, наледей, сезонных подземных льдов.

В-третьих, при уменьшении толщины льда в реках возрастает пропускная способность русел.

В-четвертых, при уменьшении промерзания почвогрунтов возрастает их воздухопроницаемость. При более свободном проникновении воздуха в зону аэрации над грунтовыми водами зимой не создается более низкое давление, чем в атмосфере и подземные воды свободно разгружаются в реки.

Перечисленные процессы при повышении зимней температуры воздуха улучшают условия дренирования водоносных горизонтов малыми реками, составляющими 70–80% гидрографической сети. В результате происходит сработка запасов и снижение уровней грунтовых вод в приводораздельной зоне речных бассейнов, что

постепенно приводит к их «подсушке» и снижению минимального стока. В качестве примера на рисунке 5 приведены график изменения минимального 30-ти суточного стока р.Луги.



Рис. 5. Минимальный 30-ти суточный сток р.Луги (м<sup>3</sup>/с)

Снижение обводнённости приводящих к деградации малых рек, озёр, исчезновению родников. Например, в 2010 г. по данным режимных наблюдений ОАО «Геоцентр-Москва» установлено, что, наибольшее снижение уровня составило на водоразделах от 1 до 8 метров. Это выразилось в осушении колодцев и неглубоких скважин, что повлекло за собой сбой водоснабжения отдельных населённых пунктов практически по всей территории ЦФО. Максимальное снижение уровней отмечается в южной части округа: Воронежская, Липецкая, Орловская, Брянская области. По многим территориям отмечается значительное падение уровней рек различного порядка. Так, на территории г. Калуги снижение уровня воды в р. Оке привело к осушению водоприёмной части водозабора поверхностных вод. На западе Тверской области уровень в р.Межи упал ниже среднесуточных значений на 0,9 м. По данным наблюдений на полигоне «Малая Истра» расход воды в р.Малая Истра снизился до минимальных значений, а в верховьях малых рек отсутствовал вообще. По данным Курского комитета водных ресурсов максимальное падение в р. Сейм в районе г. Курска составило 0,83 м, что повлекло за собой заметное понижение уровня воды в колодцах, так как существует прямая гидравлическая связь первых от поверхности водоносных горизонтов с поверхностными водами.

В Ленинградской области сложилась критическая ситуация с водоснабжением в Ломоносовском и Гатчинском районах в 2014-2015 гг. Уровень подземных вод осенью 2015 г. опустился до рекордно низких величин.

Рассмотренные выше процессы характерны для малых водотоков. На средних и больших реках разгрузка подземных вод, наоборот, при возросшем стоке в период «подсушки» приводящих к деградации участков речных бассейнов снизилась. При произошедшем, главным образом, увеличении стока в верхних звеньях гидрографической сети уровень воды в нижних звеньях становится выше. Так, например, по данным Гидрометеорологического бюллетеня №5 от 28 января 2016 г. сток в январе на реках Волге и Каме был больше нормы для этого времени года в 1,3-1,7 раза в верхнем течении и в 1,9-2,6 раза – в нижнем. На р. Уфе сток был выше в 2,3 раза. Увеличение зимнего стока в 2 раза на равнинных реках с площадью водосбора в 10 тыс. км<sup>2</sup> приводит к увеличению минимального уровня воды в среднем на 0,7 м, а при площади водосбора 100 тыс.км<sup>2</sup> – более 1 м. Следствием этого является постепенное уменьшение

дренирующей способности (из-за повышения базиса дренирования) в нижних звеньях гидрографической сети. В результате ежегодно в теплые зимы снижается разгрузка подземных вод в межень в нижние звенья рек, происходит десятилетиями рост средних годовых уровней грунтовых вод, наблюдается подтопление прибрежных территорий, заболачивание их долин.

Вместе с тем, за счет улучшения дренирования подземных вод речных бассейнов преобладающим процессом в последние десятилетия является уменьшение общей обводнённости территорий. По спутниковым данным GRACE за период 2002-2015 гг. установлено, что бассейновые влагозапасы снижаются для рек Верхней Волги, Урала, Камы и особенно Оки до 10мм/год, а для Дона и Кубани – до 15 мм/год [5,6]

Таким образом, при сохранении современных тенденций увеличения температуры воздуха, особенно происходящего и прогнозируемого в зимний сезон, следует, вероятно, ожидать дальнейшее ослабление криогенного регулирования водного режима территорий. Это будет приводить к увеличению многолетней изменчивости характеристик минимального стока, частоте возникновения экстремально низкой водности в бассейнах малых рек даже при сохранении в перспективе неизменности характера и величины выпадения атмосферных осадков.

## Выводы

В изменениях климата, которые в той или иной мере оказывают влияние на водообеспеченность АЭС, необходимо выделить следующие:

- на протяжении последних примерно 40 лет происходит рост температуры воздуха;
- в режиме атмосферных осадков отмечается чередование периодов с их повышенным и пониженным количеством;
- испарение с водной поверхности в последние годы имеет тенденцию к увеличению.

Рост температуры воздуха обусловил улучшение дренирующей способности верхних звеньев гидрографической сети, что способствовало снижению запасов подземных вод на приводораздельных участках водосборов и уменьшению их регулирующей роли в формировании минимального стока малых рек. Следствием этого является увеличение частоты наступления экстремально низких меженных расходов воды в реках и уровней в озерах. Соответственно, создаются условия, которые могут оказать негативное влияние на водообеспеченность АЭС. Поэтому при прогнозируемом сохранении современных тенденций изменения климата необходимо разрабатывать адаптационные мероприятия эксплуатации АЭС к новым условиям режима водных объектов.

## Список литературы

1. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. М.: Росгидромет, 2014. 1008 с.
2. Изменение климата, 2014 г.: Обобщающий доклад. Вклад Рабочих групп I, II и III в Пятый оценочный доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата. Женева: МГЭИК, 2014. 163 с.
3. Гуревич Е.В., Марков М.Л. Маловодья на европейской территории России. Ученые записки РГГМУ №49. 2017, стр. 99-107.
4. Марков М.Л., Гуревич Е.В., Воронов Г.Ю. Изменения минимального стока рек условиях современного климата.

Труды Всероссийской конф. «Гидрометеорология и экология: научные и образовательные достижения и перспективы развития» к 70-летию Л.Н. Карлина 19-20 декабря 2017 г в Санкт-Петербурге. стр. 328-330

5. Савин И. Ю., Марков М. Л., Овечкин С. В., Исаев В. А. Тренд общей обводненности Европейской части России, выявленный по спутниковым данным GRACE. Бюллетень Почвенного института им. В.В. Докучаева. 2016. Вып. 82, стр. 28-41.

6. Фролова Н.Л., Григорьев В.Ю., Зотов Л.В., Киреева М.Б., Магрицкий Д.В. Оценка составляющих водного баланса речных бассейнов России на основе современных наземных и дистанционных данных. Труды Всероссийской конф. «Гидрометеорология и экология: научные и образовательные достижения и перспективы развития» к 70-летию Л.Н. Карлина 19-20 декабря 2017 г в Санкт-Петербурге. стр. 466-469 .

## БОРЬБА С БИООБРАСТАНИЕМ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАФИОЛЕТОВОГО ОБЕЗЗАРАЖИВАНИЯ

Лурье М.А.

Atlantium Technologies Ltd.

Душенко А.Ю.

ООО «КСТ-вотер»

Онищенко Д.О.

ООО «КСТ-вотер»

Введение Современная атомная электростанция, помимо основных производственных энергоблоков, оснащена значительным объемом вспомогательного оборудования, необходимого как для работы ректора, паротурбинной и генераторной установок, так и для обеспечения безопасности, энергоэффективности и экологичности производства энергии. При эксплуатации данного вспомогательного оборудования, в связи с технологическими потребностями в охлаждении, возникают характерные проблемы, связанные с этим процессом. Одной из таких проблем является биообрастание.

Биообрастание может быть вызвано созданием благоприятных условий для развития аборигенных (native) микроорганизмов, либо попаданием в экосистему чужеродных (invasive) организмов. Биообрастание негативно влияет на работу системы охлаждения основного и вспомогательного технологического оборудования атомной станции. При этом снижается пропускная способность защитных решеток, подающих трубопроводов, снижается производительность насосного и теплообменного оборудования. Все это приводит к повышению рабочей температуры и эксплуатационных

затрат, а также к снижению эффективности и безопасности производства электроэнергии. В настоящее время существует достаточно много методов борьбы с биообрастанием, одним из которых является ультрафиолетовое обеззараживание технологической воды с применением установок гидрооптической УФ-дезинфекции.

Системы гидрооптического УФ-обеззараживания (ГОД), в отличие от классических ультрафиолетовых установок, уникальны в своей способности контролировать качество дезинфекции воды, поддерживая интенсивность ультрафиолетового излучения путем регулировки мощности ламп. Это позволяет увеличить спектр возможностей эффективного применения УФ-обработки воды для удовлетворения потребностей электростанций.

Технология гидрооптического УФ-обеззараживания создает требуемую дозу излучения во всей реакционной камере с использованием запатентованной системы внутреннего отражения, аналогично оптико-волоконной технологии. Кварцевая труба внутри корпуса установки окружена воздушным зазором, который предотвращает поглощение УФ-излучения стенками корпуса установки, отражая излучение обратно в УФ-камеру установки, следовательно, большая протяженность светового пути обеспечивает больше возможностей инкативации на один фотон (рис. 1).

Высокотехнологичное программное обеспечение, контроллер, датчики и средства управления позволяют автоматически регулировать в реальном времени дозу излучения в соответствии с изменением расхода или качества поступающей воды, к примеру, в зимний или паводковый период, чтобы поддерживать постоянную требуемую дозу излучения. Использование данной технологии на электростанциях позволяет осуществлять борьбу с биообрастанием и добиваться снижения потребления химических реагентов при одновременном увеличении качества и надежности обработки воды.

### Борьба с биообрастанием

#### Пример опробования методики борьбы с биологическим обрастанием методом УФ-обеззараживания

Использование УФ-излучения в качестве эффективного контроля биообрастания было впервые применено на гидроэлектростанции в пресной воде при исследовании эффективности борьбы с дрейссеной бугской (*Dreissena bugensis*) в 2007 году, а затем продолжено при борьбе с баянусами (морские желуди) и обыкновенной мидией в соленой воде на входе в теплообменник контура охлаждения тепловой электростанции в 2011-2012 гг.

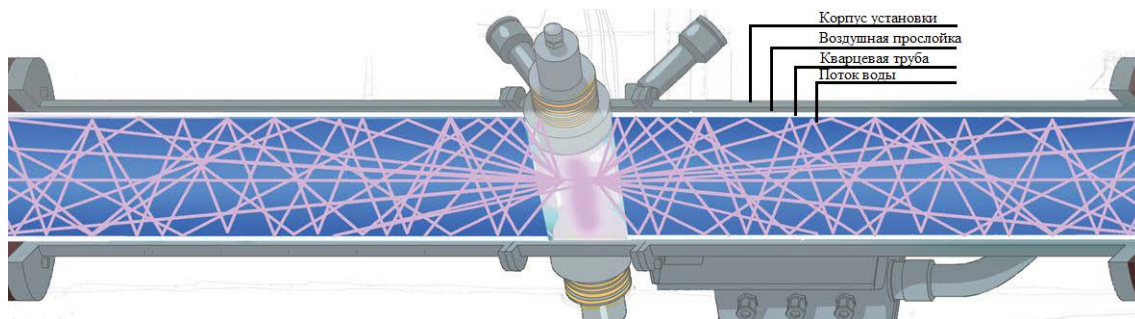


Рис. 1. Принцип гидрооптического обеззараживания (ГОД)

Ранние попытки применения УФ-обеззараживания для контроля развития моллюсков при помощи УФ-установок с лампами среднего давления не обеспечивали устойчивого сокращения численности личинок-велигеров, при этом обладая громоздкой конструкцией и высоким энергопотреблением. Поэтому метод УФ-обеззараживания не считался доказанным и экономически эффективным методом борьбы с биообрастанием в промышленных условиях.

Исследования, проведенные на электростанциях в США, показали, что установки гидрооптического УФ-обеззараживания с лампами среднего давления обеспечили 98%-ное сокращение численности личинок в проактивном применении для борьбы с моллюсками рода *Dreissena*. При этом требуемая доза УФ-излучения оказалась ниже, чем предполагалось изначально.

Кроме того, установки гидрооптического УФ-обеззараживания имеют более низкое энергопотребление и меньшие габариты, обеспечивая при этом высокий уровень надежности обработки воды.

#### **Доказанная методика для борьбы с биологическим обрастанием в пресной воде**

В 2007 году в нижнем течении реки Колорадо были обнаружены особи дрейссены бугской (*Dreissena bugensis*), способной вызывать прогрессирующие биообрастания на производственном оборудовании электростанции. Среди исследованных технологий по борьбе с биообрастанием были:

- напорная фильтрация на высокопроизводительных микронных самоочищающихся фильтрах;
- применение биопестицидов;
- УФ-обеззараживание.

Результаты предыдущих исследований УФ-обеззараживания показывали нестабильность данного метода, который, к тому же, требовал применения установок с большим количеством УФ-ламп, что влекло за собой высокие капитальные и эксплуатационные затраты. В связи с этим методика УФ-обеззараживания изначально была исключена из рассмотрения.

Тем не менее, специалисты компании RNT Consulting Inc. произвели пробную оценку эффективности применения метода гидрооптического УФ-обеззараживания. В период с мая по сентябрь 2012 года были проведены четыре отдельных эксперимента по обработке речной воды различными дозами УФ-излучения, с использованием мобильной лаборатории на берегу реки Колорадо.

Условия окружающей среды были аналогичными, как для циркулирующей на электростанции технологической воды, используемой для охлаждения гидроэнергетического оборудования через трубопроводы различных диаметров и с различными расходами. Речную воду, содержащую личинок дрейссены бугской (*Dreissena bugensis*), подавали в проточную полевую лабораторию с расходом 7 м<sup>3</sup>/ч. «В результате четырех последовательных экспериментов, численность личинок после обработки ультрафиолетовыми лучами уменьшилась на 98-99%. По заключению исследователей, впечатляющих результатов удалось достигнуть даже при условии того, что фактическая доза УФ-излучения была намного ниже расчетной. В результате проведенных независимых исследований, в июне 2013 года на электростанции на реке Колорадо была смонтирована и запущена полноразмерная установка гидрооптического УФ-обеззараживания для контура охлаждения турбины, эффективно работающая по настоящее время. Установка УФ-обеззараживания оборудована системой механической очистки кварцевых чехлов для максимальной эффективности.

#### **Доказанная методика для борьбы с биологическим обрастанием в соленой воде**

На электростанции Orot Rabin Israel Electric Corporation в Хедере с июля 2011 г. по май 2012 г. были проведены исследования по оценке эффективности метода гидрооптической УФ-дезинфекции при борьбе с биообрастанием. Оборудование было установлено перед теплообменником, который был подвержен серьезному биообрастанию посредством оседания личинок морских желудей и моллюсков, присутствующих в поступающей морской воде. В качестве контрольного образца использовался идентичный, но незащищенный теплообменник в параллельной системе. Оба теплообменника были очищены вручную непосредственно перед началом демонстрации.

После шести месяцев непрерывной работы оба теплообменника были разобраны и проверены. Контрольный, незащищенный теплообменник имел высокий уровень биообрастания макроорганизмами, а тот, который был защищен установкой УФ-обеззараживания, был почти нетронутым (рис. 2). По итогам исследования сделан вывод о том, что УФ-обеззараживание поступающей сырой воды может свести к минимуму биообрастания, улучшить работу теплообменника и существенно увеличить время между циклами обслуживания. [1].



Рис. 2. Трубчатые теплообменники спустя 6 месяцев работы

Исследования с применением гидрооптической дезинфекции воды доказали экономическую эффективность против макроорганизмов в соленой воде (Bluemussels, barnacles, oysters и колониальных гидроидов) и в пресной воде (зародыши Quaggamussels (Dreissenabugensis), зародыши Zeboramussels (Dreissenapolytomorpha), азиатских моллюсков, колониальных гидроидов, мшанку и Goldenmussels (Limnoperna fortunei).

Экономический эффект также обусловлен тем, что установки гидрооптического УФ-обеззараживания (ГОД) имеют более низкое энергопотребление, меньшие габариты, значительно меньшее количество ламп и при этом обеспечивают необходимую стабильность излучения.

### Применение УФ для дехлорирования воды на электростанциях

На тепловой электростанции Боуэн в Картерсвилле, штат Джорджия, были смонтированы гидрооптические установки УФ-обеззараживания марки Atlantium RZ300, предназначенные для удаления хлора из технологической воды. Установки УФ-обеззараживания были смонтированы в станции водоподготовки после накопительного резервуара перед микронными фильтрами и обратным осмосом. Целью применения систем гидрооптического обеззараживания Atlantium на тепловой электростанции является замена реагента мета-бисульфата натрия (SMBS), используемого ранее для снижения содержания хлора в воде до уровня <0,02 мг/л и защиты мембран обратного осмоса.

После монтажа установки УФ-обеззараживания Atlantium удалось избежать необходимости использования бисульфата натрия, уменьшить потребление хлора и добиться более экологичного и более устойчивого процесса водоподготовки, при котором сокращается количество образующихся побочных продуктов.

Удаление хлора из воды при помощи ультрафиолетовых установок Atlantium позволяет предприятиям значительно снизить эксплуатационные расходы, потребление химических реагентов и улучшить общее микробиологическое качество воды.

В Southern Power, дочерней компании Southern Company, применили технологию гидрооптического УФ-обеззараживания для безреагентной дезинфекции и дехлорирования в декабре 2015 года на собственном заводе по производству природного газа Harris. Для дезинфекции поступающей воды перед установками по ультрафильтрации, была смонтирована установка гидрооптического УФ-обеззараживания. Поддержание мощности УФ-излучения менее 150 мДж/см<sup>2</sup> обеспечило дезинфекцию вредоносных бактерий, включая микробную индуцированную коррозию (MIC), а также позволило снизить и стабилизировать потребность в хлорсодержащих реагентах на заводе.

Вторая установка гидрооптического УФ-обеззараживания была установлена для дехлорирования воды перед системой обратного осмоса (RO) для защиты мембранных элементов от воздействия хлоридов и биообрастания. Поддерживаемая доза УФ-излучения менее 1000 мДж/см<sup>2</sup> позволила исключить необходимость использования бисульфита натрия, а также снизить объемы использования хлора и обеспечить дехлорирование воды перед обратным осмосом.

Различное применение установок гидрооптического УФ-обеззараживания для дезинфекции и дехлори-

рования воды, использование двух уникальных независимых УФ-систем, а также комбинация различных доз УФ-облучения обеспечили улучшенную эффективность водоподготовки, увеличив срок службы и качество мембран при меньших капитальных и эксплуатационных расходах.

Технология гидрооптического УФ-обеззараживания является экологически чистой, устраняет или снижает потребность в химических веществах, обеспечивая при этом профилактический контроль развития макроорганизмов в системе, не оказывая влияние на качество воды.

### СПИСОК ЦИТИРУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. D.J. Bitter. Advanced ultraviolet disinfection unit provides first cost-effective uses for UV against biofouling.

---

## ОЦЕНКА ДОЗЫ ОБЛУЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ БИОТЫ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ БЕЛОЯРСКОЙ АЭС

---

*Сазыкина Т.Г., Крышев И.И.*

*ФГБУ «НПО «Тайфун» Росгидромета, город Обнинск*

### Введение

В настоящее время МАГАТЭ, МКРЗ, НКДАР ООН и другие авторитетные международные организации наряду с приоритетным обеспечением безопасности человека проявляют значительный интерес к регулированию и научному обоснованию радиационной безопасности окружающей среды. В соответствии с международными основными нормами безопасности МОНБ-2014 нынешние и будущие поколения людей и окружающая среда должны быть защищены от радиационных рисков, при этом необходимо подтверждать (а не исходить из предположения), что окружающая среда защищена от промышленного радиационного воздействия [1]. В качестве основного показателя для оценки промышленного радиационного воздействия используется обусловленная им мощность дозы облучения референтных объектов биоты.

Требования к обеспечению радиационной безопасности окружающей среды содержатся в Федеральном законе №7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также в утвержденных Ростехнадзором «Методике разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух» [2] и «Методике разработки нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты для водопользователей» [3]. Согласно этим документам при соблюдении нормативов допустимых выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду должны обеспечиваться условия, достаточные для сохранения благоприятной окружающей среды и биологического разнообразия. Порядок использования экологических критериев при расчетах нормативов ПДВ АЭС представлен в документе Росэнергоатома «Разработка и установление нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ атомных станций в атмосферный воздух. Методика МТ 1.2.1.15.1176-2016» [4].

Предметом настоящего доклада является оценка радиационного воздействия Белоярской АЭС на биоту по данным радиоэкологического мониторинга.

## Методология оценки радиационного воздействия на окружающую среду

В связи с огромным видовым разнообразием биосферы и практической невозможностью оценить радиационное воздействие на каждый вид флоры и фауны, методология радиационной безопасности окружающей среды разрабатывается для сравнительно небольшого числа референтных (представительных) видов биоты [5, 6]. Для выбора референтных организмов используются следующие основные критерии: экологические (положение в экосистеме), доступность для мониторинга, дозиметрические (критические пути облучения), радиочувствительность, способность рассматриваемых организмов к самовосстановлению. Результаты оценок для референтных организмов являются основой для анализа экологических рисков и регулирования радиационной безопасности окружающей среды. Критерием отсутствия значимого экологического риска служит условие не превышения безопасного уровня облучения (БУОБ) для различных групп животных и растений.

В соответствии с [5, 6] в качестве радиоэкологических критериев БУОБ принимаются следующие значения мощности дозы хронического облучения:

$P_{max} = 1,0$  мГр/сут для млекопитающих, позвоночных животных и сосны обыкновенной *Pinus sylvestris*;

$P_{max} = 10$  мГр/сут для растений (кроме сосны обыкновенной) и беспозвоночных животных.

С учетом возможной неопределенности в оценках мощности дозы облучения рекомендуется использовать коэффициент запаса 10 при предварительной (скрининговой) оценке радиационного воздействия на объекты биоты, т.е. использовать для предварительной упрощенной оценки следующие критерии экологически безопасного облучения:

$P_{min} = 0,1$  мГр/сут для млекопитающих, позвоночных животных и сосны обыкновенной *Pinus sylvestris*;

$P_{min} = 1$  мГр/сут для растений (кроме сосны обыкновенной) и беспозвоночных животных.

Результаты оценки радиоэкологической обстановки используются при выработке и принятии решения о необходимости ограничения радиационного воздействия на биоту и проведении природоохранных мероприятий.

При значениях мощности дозы облучения референтных организмов меньших  $P_{min}$  не требуется проведения каких-либо природоохранных мероприятий для обеспечения радиационной безопасности биоты.

В случае, когда мощность дозы облучения объектов биоты превышает уровень  $P_{min}$ , но остается меньше уровня  $P_{max}$ , рекомендуется проведение дополнительных исследований по снижению неопределенности в оценках мощности дозы облучения объектов биоты. Оценивается необходимость проведения природоохранных мероприятий по снижению радиационного воздействия на биоту с учетом экологических, технологических и экономических факторов.

При превышении уровня  $P_{max}$  необходимо проведение природоохранных мероприятий, направленных на сохранение благоприятной окружающей среды.

Величины допустимого радиационного воздействия на биоту могут выражаться через производные параметры, такие как контрольные уровни удельной (объемной) активности радионуклидов в компонентах природной среды [7].

## Оценка дозовых нагрузок на биоту

Белоярская АЭС расположена в 42 км к востоку от г. Екатеринбурга на восточном берегу Белоярского водохранилища, созданного на р. Пышме в качестве водоема-охлаждителя, и в 3 км к северу от г. Заречный. В настоящее время на АЭС эксплуатируется два энергоблока № 3 и № 4 с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем БН-600 и БН-800, электрической мощностью соответственно 600 МВт и 800 МВт. Первые два энергоблока с водографитовыми канальными реакторами АМБ-100 и АМБ-200 функционировали в 1964-1981 и 1967-1989 годах и были остановлены в связи с выработкой ресурса. Топливо из реакторов выгружено и находится на длительном хранении в специальных бассейнах выдержки, расположенных в одном здании с реакторами.

Выбросы и сбросы радиоактивных веществ на Белоярской АЭС значительно ниже допустимых [8]. Дебалансные промышленные воды и хозяйственные стоки промплощадки АЭС направляются на очистные сооружения и после оценки удельной активности сбрасываются в ХФК и далее в Ольховское болото, которое является отчужденной территорией, входящей в санитарно-защитную зону. В результате прошлой деятельности АЭС в Ольховском болоте произошло накопление радионуклидов, депонированных в торфяной залежи болота. Из Ольховского болота через р. Ольховку сбросные воды АЭС попадают в р. Пышму. Частично сброс жидких стоков осуществляется через ПЛК в Белоярское водохранилище.

Особенностью данного района является размещение вблизи Белоярской АЭС еще одного радиационного объекта – Института реакторных материалов, сбросы которого подаются на очистные сооружения АЭС. Существующая система мониторинга не позволяет разделить влияние сбросов Белоярской АЭС и ИРМ на радиоактивное загрязнение окружающей среды. По этой причине более корректно говорить о совместном влиянии Белоярской АЭС и ИРМ на радиоэкологическую обстановку.

Для оценки дозы на биоту в качестве исходных использовались данные мониторинга радиационной обстановки и радиоэкологического обследования водоемов, проводимых специалистами Белоярской АЭС, Уральского УГМС и Института экологии растений и животных Уральского отделения РАН (таблица 1) [8, 9].

Согласно данным радиоэкологического обследования и мониторинга в поверхностных водах в районе АЭС присутствуют радионуклиды естественного и техногенного происхождения:  $^3\text{H}$ ,  $^{14}\text{C}$ ,  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{238}\text{Pu}$ ,  $^{239,240}\text{Pu}$ ,  $^{241}\text{Am}$ ,  $^{228}\text{Th}$ ,  $^{230}\text{Th}$ ,  $^{238}\text{U}$  и др. Наиболее высокие уровни загрязнения поверхностных вод техногенными радионуклидами  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{137}\text{Cs}$  характерны для реки Ольховка, далее идут канал ПЛК и Теплый залив Белоярского водохранилища. Наименьшие уровни техногенных радионуклидов в поверхностных водах наблюдаются в малых реках зоны наблюдений АЭС. Относительно более высокие удельные активности  $^{14}\text{C}$  в воде наблюдаются для реки Ольховка, однако различие в его содержании с другими обследованными водными объектами не является статистически значимым. Содержание  $^{137}\text{Cs}$  в донных отложениях максимально в канале ПЛК и реке Ольховка, а макрофитах – в реке Ольховка. Содержание  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  в рыбе находится примерно на одном уровне для всех обследованных водных объектов.



Таблица 1. Содержание радионуклидов в компонентах водных экосистем в районе расположения Белоярской АЭС [8, 9]

Компонент экосистемы/ радионуклид	Реки ЗН*	Река Ольховка	Белоярское водохранилище (ПЛК)	Белоярское водохранилище (Теплый залив)
Вода (Бк/м <sup>3</sup> )				
<sup>3</sup> H	13000±3000		17000±4000	20000±4000
<sup>14</sup> C	<7	25±8	16±5	18±6
<sup>60</sup> Co	<0,3	2,4±0,1	<0,3	1,0±0,2
<sup>90</sup> Sr	13±7	60±1	28±5	21±2
<sup>134</sup> Cs	0,24±0,1	0,16±0,07	0,19±0,14	<0,15
<sup>137</sup> Cs	0,86±0,6	67±2	8,4±0,7	2,9±0,2
<sup>238</sup> Pu	0,13±0,1	0,42±0,12	<0,19	0,19±0,07
<sup>239,240</sup> Pu	0,15±0,14	0,17±0,05	0,015±0,006	0,024±0,01
<sup>241</sup> Am	0,37±0,21	<0,12	<0,23	<0,2
<sup>228</sup> Th	6,2±3,8	12,6±1,0	6,4±0,5	8,2±0,6
<sup>230</sup> Th	8,9±3,1	13,3±2,1	2,8±0,2	8,7±0,9
<sup>238</sup> U	8,9±0,8	8,2±4,2	11,3±5,6	12,3±5,7
Донные отложения (Бк/кг сырого веса)				
<sup>60</sup> Co	<0,3	<0,78	27±4	10±4
<sup>90</sup> Sr	22±13	30±1	49±2	53±1
<sup>134</sup> Cs	<0,4	0,91±0,31	0,19±0,14	<0,15
<sup>137</sup> Cs	12±10	419±17	465±10	195±8
<sup>241</sup> Am	1,3±1,2	<0,76	4,4±2,5	<2,8
<sup>228</sup> Th	140±8	166±7	<МДА	<МДА
<sup>230</sup> Th	61±22	41±3	47±8	69±4
<sup>232</sup> Th	76±18	61±5	81±20	20±11
Макрофиты (Бк/кг сухого веса)				
<sup>40</sup> K	747±360	1430±280		1750±150
<sup>90</sup> Sr	31±11	45±1	93±35	40±2
<sup>137</sup> Cs	2,7±1,3	2060±100	16±14	30±2
Рыба (Бк/кг сырого веса)				
<sup>40</sup> K	93±10	94±7	92±3	78±9
<sup>90</sup> Sr	3,7±1,8	1,7±0,7	2,8±1,0	2,8±0,5
<sup>137</sup> Cs	1,5±0,3	0,9±0,3	4,9±1,8	6,1±5,0

Примечание. \* - Реки Камышенка, Гагарка, Режик, Мезенка, Каменка в радиусе 15 км от АЭС. МДА – минимально детектируемая активность.

Представляет интерес сопоставить современные уровни содержания техногенных радионуклидов в водных экосистемах с начальным периодом работы АЭС, когда функционировали энергоблоки АМБ-100 и АМБ-200 (таблица 2) [9].

Таблица 2. Содержание радионуклидов в компонентах экосистемы Белоярского водохранилища (Теплый залив) в 1976-1987 гг. [9]

Компонент	Размерность	<sup>60</sup> Co	<sup>90</sup> Sr	<sup>137</sup> Cs
Вода	Бк/м <sup>3</sup>	250±75	61±22	310±60
Донные отложения	Бк/кг сырой массы	240±30	22±7	1500±300
Макрофиты	Бк/кг сырой массы	200±120	5±2	18±6
Рыба	Бк/кг сырой массы	5±2	6±2*	100±40

Примечание. Расчетная оценка по данным о содержании <sup>90</sup>Sr в воде.

Сопоставляя данные таблиц 1 и 2, получаем, что содержание <sup>60</sup>Co в воде Белоярского водохранилища уменьшилось к настоящему времени по сравнению с 1976-1987 гг. в 250 раз, в донных отложениях – в 24 раза. Содержание <sup>137</sup>Cs в воде уменьшилось за этот же период в воде – в 107 раз, в донных отложениях – в 8 раз, в ма-

крофитах – в 8 раз, в рыбе – в 16 раз. В содержании <sup>90</sup>Sr в водных экосистемах такого рода снижения не наблюдается, поскольку уровни загрязнения окружающей среды этим радионуклидом в районе АЭС в основном определяются глобальными процессами, и не связаны с деятельностью АЭС.

Таким образом, после вывода из эксплуатации 1 и 2 энергоблоков Белоярской АЭС содержание <sup>60</sup>Co и <sup>137</sup>Cs в Белоярском водохранилище уменьшилось в десятки и сотни раз. Основными причинами такого улучшения радиационной обстановки в водоеме является снижение поступления техногенных радионуклидов в водохранилище, а также процессы самоочищения водной экосистемы от радионуклидов и их перераспределения из воды в донные отложения и другие компоненты [9].

Техногенная радиоактивность почвы в районе расположения Белоярской АЭС обусловлена <sup>137</sup>Cs и <sup>90</sup>Sr [8]. Содержание этих радионуклидов в почве СЗЗ и ЗН АЭС не превосходит значений, полученных в контрольном пункте, в пределах неопределенности данных измерений (таблица 3).

Согласно данным многолетнего мониторинга, представленным в таблице 4, не наблюдается значимых различий в содержании <sup>137</sup>Cs в растительности СЗЗ, ЗН и КП в районе расположения Белоярской АЭС [8].

**Таблица 3.** Содержание  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  в почве в районе расположения Белоярской АЭС, КБк/м<sup>2</sup> [8]

Радионуклид	Место пробоотбора	Среднее значение	Доверительный интервал
$^{137}\text{Cs}$	СЗЗ	7,3	3,5 – 11,3
	ЗН	4,7	2,3 – 7,4
	КП	2,5	1,2 – 9,0
$^{90}\text{Sr}$	СЗЗ	2,2	1,4 – 2,6
	ЗН	2,1	1,3 – 2,6
	КП	2,0	1,2 – 3,0

**Таблица 4.** Содержание  $^{137}\text{Cs}$  в растительности в районе расположения Белоярской АЭС, Бк/кг сухого веса [8]

Место отбора	Среднее значение	Доверительный интервал
СЗЗ	2,4	2,0-5,2
ЗН	2,0	1,3-3,6
КП	2,1	0,8-3,1

С учетом данных радиоэкологического мониторинга в качестве референтных объектов живой природы для оценки радиоэкологической обстановки в районе расположения Белоярской АЭС были выбраны водные организмы, обитающие в водоемах с разными уровнями радиоактивного загрязнения: реке Ольховка, малых реках зоны наблюдения в пределах 15 км от АЭС, канале ПЛК и Белоярском водохранилище. В соответствии с методическими рекомендациями Р 52.18.820-2015 Росгидромета Минприроды России [6] выполнен расчёт дозовых нагрузок для следующих референтных видов (таблица 5): водоросли (рдест блестящий – *Potamogeton lucens*), рыба (каarp – *Cyprinus carpio carpio*), моллюски (дрейссена – *Dreissena*), водоплавающие птицы (утка – *Anas platyrhynchos*).

**Таблица 5.** Оценка мощности дозы облучения водной биоты в районе Белоярской АЭС, мГр/сут

Водоем	Рыба	Водоросли	Моллюски	Водоплавающие птицы
Малые реки ЗН	$8,0 \cdot 10^{-3}$	$5,3 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-1}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$
Река Ольховка	$2,2 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-1}$	$2,2 \cdot 10^{-1}$	$9,6 \cdot 10^{-3}$
Белоярское водохранилище, канал ПЛК	$1,3 \cdot 10^{-2}$	$7,4 \cdot 10^{-2}$	$1,4 \cdot 10^{-1}$	$6,0 \cdot 10^{-3}$
Белоярское водохранилище, Теплый залив	$1,1 \cdot 10^{-2}$	$6,7 \cdot 10^{-2}$	$1,3 \cdot 10^{-1}$	$5,1 \cdot 10^{-3}$
БУОБ	1	10	10	1

Референтный безопасный уровень облучения (БУОБ) для рыбы и птицы равен 1 мГр/сут, для водорослей и моллюсков – 10 мГр/сут [5, 6]. Расчётные оценки мощности дозы облучения для гидробионтов района расположения Белоярской АЭС значительно ниже указанных величин: для рыбы – в 45-125 раз, во-

дорослей – в 90-190 раз, моллюсков – в 45-80 раз, водоплавающих птиц – в 100-220 раз. Наиболее высокие мощности дозы облучения гидробионтов имеют место в реке Ольховка, далее идут канал ПЛК и Теплый залив Белоярского водохранилища. Наименьшие дозовые нагрузки на гидробионтов – в малых реках ЗН.

Основной вклад в дозу облучения референтных организмов водной биоты вносят естественные радионуклиды тория, урана и калий-40. Вклад в суммарную мощность дозы техногенных радионуклидов ( $^{60}\text{Co}$ ,  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ) в наиболее загрязненной реке Ольховка составляет: для рыбы 17 %, водорослей – 5 %, моллюсков – 2 %, водоплавающей птицы – 10 %. Отметим, что дозы облучения от этих техногенных радионуклидов снизились по сравнению с периодом эксплуатации первых двух энергоблоков АЭС для рыбы в 14 раз, а для водорослей – в 8 раз.

В целом, можно сделать вывод об отсутствии значимого радиационного воздействия на биоту в штатных условиях эксплуатации Белоярской АЭС.

### Список литературы

1. IAEA – International Atomic Energy Agency. IAEA Safety Standards for protecting people and the environment. Radiation Protection and Safety of Radiation Sources: International Basic Safety Standards. General Safety Requirements. Part 3. No. GSR Part 3. Vienna, 2014. – 471 p.
2. Методика разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух. Утверждена приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 ноября 2012 г. № 639. – 21 с.
3. Методика разработки нормативов допустимых сбросов радиоактивных веществ в водные объекты для водопользователей. Утверждена приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 декабря 2016 г. № 551. – 25 с.
4. МТ 1.2.1.15.1176-2016 «Разработка и установление нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ атомных станций в атмосферный воздух. Методика» АО «Концерн Росэнергоатом». – 69 с.
5. ICRP Publication 108. Environmental Protection: the Concept and Use of Reference Animals and Plants. Annals of the ICRP, 2009. – 251 p.
6. Рекомендации Р 52.18.820-2015. Оценка радиационно-экологического воздействия на объекты природной среды по данным мониторинга радиационной обстановки. Утверждены Росгидрометом Минприроды России 17.04.2015 г. Обнинск, ФГБУ «НПО «Тайфун», 2015. – 60 с.
7. Рекомендации Р 52.18.853-2016. Порядок расчета контрольных уровней содержания радионуклидов в пресной воде и почве. Утверждены Росгидрометом Минприроды России 17.08.2016 г. В сборнике: Порядок расчета контрольных уровней содержания радионуклидов в объектах природной среды. Обнинск, ФГБУ «НПО «Тайфун», 2016. – С.29-55.
8. Радиационная обстановка на территории России и сопредельных государств в 2011-2016 гг. Ежегодники. Обнинск, ФГБУ «НПО «Тайфун».
9. Трапезников А.В., Трапезникова В.Н. Пресноводная радиоэкология. – Екатеринбург: Изд-во «АкадемНаука», 2012. – 544 с.

# РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВИЧНОГО БИОЛОГО-ХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ БАЛАКОВСКОЙ И НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС

*Воронин М.Ю., Тусеев Д.В., Ситников О.Д.,  
ООО НПО «Гидротехпроект», г. Валдай*

*Орлова М.И.,  
Зоологический институт РАН, г. Санкт-Петербург*

*Кузьмин В.В., Корнева Л.Г.,  
Институт биологии внутренних вод им. И.Д.  
Папанина РАН, г. Борок*

*Тарасова Н.Г.,  
Институт экологии Волжского бассейна РАН, г.  
Тольятти*

*Глинская Е.В.,  
СГУ имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов*

*Евдокимов Н.А.,  
ИРБИС СГТУ им. Ю.А. Гагарина, г. Саратов*

*Кияшко В.В.,  
Саратовское отделение ФГБНУ «ГосНИОРХ» им.  
Л.С. Берга, г. Саратов*

*Грищенко К.Г.  
Филиал ЦЛАТИ по Саратовской области ФГБУ  
«ЦЛАТИ по ПФО», г. Саратов*

## Введение

В 2017 г. проведена апробация индивидуальной программы ведения биолого-химического мониторинга (БХМ) на Балаковской АЭС (БАЛАЭС) и Нововоронежской АЭС (НВАЭС), налажен мониторинг источников биопомех на критических участках систем технического водоснабжения (СТВ), проведены технические (установлено специализированное оборудование) и методические (разработаны долгосрочная программа борьбы с биопомехами и регламент ведения наблюдений) работы.

**Цель работы** – проведение мониторинга, анализ существующих биопомех и разработка рекомендаций по предотвращению развития поселений нежелательных видов гидробионтов в системах технического и оборотного водоснабжения БАЛ и НВАЭС.

В соответствии с ними решались основные задачи:

1. Провести первичную оценку риска формирования биопомех в части состава основных компонентов риска и его временных границ.

2. Создать информационную основу для контроля численности популяций биологических видов – источников биопомех.

3. Апробировать индивидуальную программу ведения биолого-химического мониторинга систем циркуляционного и технического водоснабжения БАЛАЭС в части методов и подходов к специализированному мониторингу биологических объектов – источников биопомех.

4. Разработать рекомендации по дальнейшему ведению специализированного мониторинга обрастания с

целью создания информационной основы для планирования общей стратегии и применения текущих профилактических мероприятий по защите СТВ от биопомех.

## Материал и методы

Были установлены гидробоксы в следующих точках в закрытой части СТВ БАЛАЭС: БНС-3 – блочная насосная станция энергоблока №3, БНС-4 – блочная насосная станция энергоблока №4, МЗ III – машзал энергоблока №3, МЗ IV – машзал энергоблока №4, РДЭС III-1 – 1-я ячейка резервного дизель-генератора энергоблока №3, НППО (насосная станция подпитки водоема-охладителя на р. Березовка (овраг Котомин)).

Сеть станций наблюдений на водоеме-охладителе (в.-о.) и источнике водоснабжения (р. Березовка/овраг Котомин) спланирована в соответствии с рекомендациями Методики [1]. При выборе станций для ведения БХМ предпочтение отдавалось тем, на которых уже проводятся регулярные наблюдения в рамках других программ, и имеются ряды многолетних наблюдений по показателям. Используемая сеть станций положена в основу при разработке сети станций проведения БХМ. станций отбора проб на акватории в.-о. БАЛАЭС (ст. 1–15) и источник водоподпитки р. Березовка (ст. 16)

Всего было проведено 704 измерения гидрофизических параметров и гидрохимических анализов (глубина (м), прозрачность (м), температура придонного слоя воды (°С), температура поверхностного слоя воды (°С), электропроводность (mS), соленость (‰), рН, содержание O<sub>2</sub> (мг/л), сухой остаток (мг/л), взеш.в-ва (мг/л), содержание Ca<sup>2+</sup> (мг/л)). Было отобрано и обработано 382 качественных и количественных биологических пробы: зоопланктон, фитопланктон, бентос, перифитон, фотодокументирование поселений обрастателей, биообрастания в СТВ, меропланктон, бактериообрастания, проведено секвенирование выделенный штаммов микроорганизмов.

Программа работ на НВАЭС соответствовала работам на БАЛАЭС. Были установлены гидробоксы в следующих точках в закрытой части СТВ НВАЭС: БНС-1,2 – береговая насосная станция энергоблоков №1, 2, ЦНС-3,4 – береговая насосная станция энергоблоков №3, 4, МЗ-5 – машзал энергоблока №5.

На водоеме-охладителе НВАЭС проведены исследования на 12 станциях, расположенных последовательно в градиенте температурного воздействия НВАЭС от водозабора (максимальное температурное воздействие) до водозабора (минимальные температуры). Одна станция на открытом подводящем канале 3, 4 блоков.

Всего было проведено 204 измерения гидрофизических параметров: глубина (м), прозрачность (м), температура воды (°С), электропроводность (mS), рН, содержание O<sub>2</sub> (мг/л). Было отобрано и обработано 120 качественных и количественных биологических пробы: бактериообрастание, фито-, зоо-, меропланктон, макрופиты, фотодокументирование, бентос, перифитон, макрообрастание в СТВ НВАЭС.

## Результаты

Согласно проведенному опросу подразделений-пользователей технической и оборотной воды и представленным БАЛАЭС материалам, в системе охлаждения БАЛАЭС в 2017 году не отмечено биопомех, связанных с массовым развитием организмов-обрастателей – двусторчатых моллюсков (дрейссены) и ко-

лонияльных беспозвоночных (мшанки и гидроидных полипов). Существующие проблемы, выявленные в летнее время, связаны с формированием иловых и биогенных наносов, последние состоят из обломочного материала раковин моллюсков и остатков колониальных обрастателей. Критическим участком СТВ БАЛАЭС являются брызгальные бассейны, где, за счет массового развития фитопланктона отмечено сильное ухудшение качества воды, и, как следствие, засорение нижележащих участков трубопроводов.

По химическому составу воды в.-о. БАЛАЭС относятся к смешанному типу с преобладанием: в анионном составе — гидрокарбонатов, реже сульфатов; в катионном составе — суммы ионов калия и натрия. Воды в.-о. характеризуются как слабо солоноватые (1,2–1,3 г/дм<sup>3</sup>). Повышенное содержание хлоридов (180–236 мг/дм<sup>3</sup>) приводит к высокой скорости коррозии металлических частей СТВ БАЛАЭС. Воды жесткие, величина общей жесткости изменяется от 8,88 до 10,44 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что инициирует процессы образования накипи. Состав воды в.-о. (щелочные значения водородного показателя) ограничивает использование традиционного и недорогого универсального дезинфектанта — гипохлорита натрия — для борьбы с био пленкой и другими обрастателями.

На металлических конструкциях в системах технического и оборотного водоснабжения БАЛАЭС формируется микробиальное биообрастание (био пленка), в его составе обнаружены сапрофитные хемоорганотрофные мезофильные аэробные и факультативно-анаэробные бактерии 8 видов (*Vibrio* sp., *Rheinheimera chironomi*, *Dietzia maris*, *Bacillus halotolerans*, *Bacillus subtilis*, *Bacillus vallismortis*, *Aeromonas* sp.), а также хемолитотрофные бактерии из группы железобактерий, находящиеся в ассоциации, и образующие основу био пленки. Количественные показатели изолированных из био пленки видов варьировали от 102 до 107 микробных клеток в 1 мл. Выделенные микроорганизмы представлены широко распространенными в природных водных и почвенных экологических системах видами бактерий, однако некоторые виды изолированных родов бактерий являются условно-патогенными и могут вызывать инфекционные заболевания у человека и животных. Обнаружение их в водоемах может быть связано с благоприятными для сохранения и размножения условиями, в первую очередь, значениями температурного фактора.

В альгофлоре планктона исследованных участков в.-о. БАЛАЭС и р. Березовка обнаружено 158 таксонов рангом ниже рода. Наибольшим видовым богатством отличались отделы зеленых и диатомовых водорослей. По составу флоры и соотношению эколого-географических групп фитопланктон водоема-охладителя БАЛАЭС сходен с водоемами умеренной зоны. Средняя по водоему суммарная численность фитопланктона составляла  $5292 \pm 758$  кл/л. Основной вклад в ее значения вносили диатомовые и синезеленые водоросли. Средняя по водоему суммарная биомасса фитопланктона достигала  $1,84 \pm 0,26$  г/м<sup>3</sup>, что соответствует водам мезотрофного типа. Средняя величина индекса сапробности Пантле-Букка, рассчитанная как по биомассе (2,04), так и по численности (2,09) индикаторных видов водорослей, соответствовала таковому, свойственным в.-мезосапробным водам. Воды водоема-охладителя БАЛАЭС можно отнести к 3 классу качества вод (удовлетворительной чистоты), к разряду 3а — «достаточно чистая». Анализ состава фитопланктона не выявил

экзотических и нежелательных видов в в.-о. В составе фитопланктона имеются виды, способные, вместе с бактериями, к формированию микрообрастания (био пленок).

Площадь в.-о. БАЛАЭС, занятая высшей водной растительностью равна 1,37 км<sup>2</sup> (5,3%), то есть изученный водоем характеризуется небольшой степенью зарастания. Гелофиты представлены высокопродуктивными, но практически одновидовыми зарослями тростника. Гидрофиты практически отсутствуют.

В исследуемый период 2017 года для зоопланктона в.-о. БАЛАЭС отмечены следующие особенности. Резкое повышение видового богатства комплекса коловраток, среди которых выявлены солоноватоводные виды. Сообщество ветвистоусых рачков обогатилось несколькими хищными солоноватоводными видами понтоазовского лиманного комплекса. В то время как среди веслоногих, отмечено снижение доли хищных видов. Зафиксировано начало формирования комплекса паразитических видов ракообразных ассоциированных с белым амуром. Максимальные значения численности расселительных стадий велигеров *Dreissena polymorpha* и их представленность приходятся среди станций водоема-охладителя БАЛАЭС на холодноводную часть акватории на сентябрь-октябрь.

Обилие и видовое разнообразие макрозообентоса тепловодной части в.-о. снижены по сравнению с холодноводной частью, где они сопоставимы с другими водоемами района расположения БАЛАЭС. Это обусловлено искусственным повышением температуры воды. Воды в.-о. БАЛАЭС характеризуются как в.-мезосапробные (умеренно загрязненные).

Наблюдения на ключевых участках СТВ БАЛАЭС, как непосредственно, так и с использованием устройства «гидробокс», позволили выявить девять таксонов обрастателей в ранге рода и вида (гидроидные полипы: *Cordylophora caspia* и *Pachycordyle* sp., моллюски: *Dreissena polymorpha* и *D. bugensis*, мшанки: *Plumatella* sp., *Fredericella* sp., *Paludicella articulate*, губки: *Ephydatia* sp., *Carchesium polypinum*), причем одна треть из них чужеродные, а большинство способно к формированию покоящихся стадий. Поселения обрастателей и формируемые ими наносы на исследованных техногенных участках СТВ неоднородны по своему составу. Все обрастатели сформировали в СТВ БАЛАЭС самоподдерживающиеся популяции, существуют здесь в течение многих лет. Принимая во внимание выявленный характер распределения наблюдаемых обрастателей, особенности их биологии, в том числе динамику прироста биомассы и формирования запаса покоящихся стадий, предложено считать, до получения более детальных сведений о динамике их развития и апробации стратегии предупреждения связанных с ними био помех риск развития био помех на оборудовании СТВ круглогодичным.

Небольшая степень зарастания в.-о. БАЛАЭС макрофитами предположительно обусловлена эффективностью биомелиоративных мероприятий (зарыбление белым амуром), ранее предпринятых для борьбы с зарастанием. Дальнейшее сокращение зарастания признано нецелесообразным. В в.-о. БАЛАЭС имеются значительные запасы дрейссены — вида-эдификатора донных сообществ холодноводной части в.-о. БАЛАЭС, который за счет активной фильтрации значительно улучшает качество воды в в.-о. БАЛАЭС. В связи с этим признано нецелесообразным бороться с дрейссеной

в водоеме, проводя зарыбление черным амуром. Все меры, направленные на уничтожение и профилактику дрейссенового обрастания, должны применяться непосредственно на гидротехнических сооружениях, где такое обрастание является источником обломочного материала и, возможно, других биопомех. В настоящий момент рекомендуется проводить зарыбление в в.-о. БАЛАЭС только белым толстолобиком в количестве 10200 кг (102000 экз., средняя масса особи 0,1 кг.) в год для снижения плотности фитопланктона и повышения качества технической воды.

Учитывая состав обрастателей и других биологических объектов — источников биопомех, проектом долгосрочной программы разработана информационная основа и предложена первичная общая стратегия контроля развития биологического обрастания, ориентированная на наиболее устойчивые к различным воздействиям компоненты обрастания — покоящиеся стадии. Долгосрочной программой определены основные мишени частных стратегий контроля (моллюски семейства дрейссенид, комплекс видов пресноводных мшанок, солоноватоводные гидрзои, микробные биопленки), дан анализ особенностей СТВ БАЛАЭС и предложен пошаговый вариант апробации системы превентивных мер универсального характера по предотвращению или минимизации негативного воздействия со стороны обрастателей на перспективу.

В состав плана действий на ближайший год рекомендовано включить: информационные мероприятия по восполнению имеющихся пробелов в знаниях о причинах и предпосылках развития обрастания, выявлению критических и модельных участков СТВ, разработку подходов к получению оперативной информации, необходимой как для выбора, планирования и своевременного целевого применения выбранных мер, так и для оценки их эффективности и корректировки последующего применения. Для уточнения временных границ риска развития обрастания рекомендовано также придать непрерывный характер наблюдениям за состоянием обрастания в одном из гидробоксов, расположенных в МЗ, с использованием минимального числа показателей, характеризующих общую динамику формирования обрастания и пула покоящихся стадий. Для уточнения перечня неотложных мероприятий и выбора адекватных универсальных дезинфектантов и соответствующих технических решений для обработки потоков воды необходимо по возможности дополнить БХМ скринингом микробных сообществ биопленки.

Анализ результатов опроса подразделений-водопользователей позволяет сделать вывод, что задачу по обеспечению надежной работы СТВ НВАЭС проведенные ранее наблюдения не решали, следовательно, необходимо проведение многолетних наблюдений в СТВ НВАЭС (2018–2022 гг.) В данной работе предприняты некоторые шаги к реализации такой задачи: выявлены основные группы биологических объектов — потенциальных источников биопомех, определены места их локализации, а также разработан, предписанный ТЗ, регламент ведения специализированных наблюдений Долгосрочной программы БХМ СТВ НВАЭС

С гидрохимической точки зрения в.-о. НВАЭС и р. Дон на текущий момент находятся в неудовлетворительном состоянии. Главную тревогу внушают значения следующих параметров: повышенное содержание сульфатной серы в воде в.-о., которое по данным многолетнего мониторинга периодически превышает ПДК;

интегральный показатель загрязненности воды органикой - БПК<sub>5</sub> колеблется в широком диапазоне (0,9–6,6 мг/дм<sup>3</sup>), что указывает на высокую долю кислорода, затрачиваемого на биохимические окислительные процессы; температурный режим водоема, а именно систематическое повышение температуры воды в в.-о. до 33 °С свидетельствует о том, что в качестве источника охлаждающей воды, водоем в настоящее время функционирует на пределе своих возможностей. Дальнейшее усиление тепловой нагрузки на водоем может привести к неблагоприятным последствиям для его экосистемы, таким как цианобактериальное «цветение» воды, а также гипоксия и связанные с ней локальные заморные явления, представляющие серьезную угрозу, как для жизнедеятельности гидробионтов, так и для эффективности водопользования.

Численность микроорганизмов, входящих в состав биопленок и участвующих в процессе биообрастания металлических конструкций в системах технического и оборотного водоснабжения НВАЭС, варьирует от 10<sup>4</sup> до 10<sup>7</sup> микробных клеток в 1 мл. Видовое разнообразие на каждом объекте представлено 2 – 3 видами бактерий. Индекс встречаемости *Kurthia zopfii* составляет 50%, *Microbacterium lacticum* – 25%, *Nocardiodex simplex* – 75%, *Azomonas agilis* – 50%, *Bacillus halmapalus* – 25%. Изолированные микроорганизмы являются сапрофитными хемоорганотрофными мезофильными аэробными и факультативно-анаэробными бактериями. Хемолитотрофные бактерии из группы железобактерий, образующие биообрастания и находящиеся в ассоциации, обнаружены во всех пробах. Выделенные микроорганизмы представлены широко распространенными в природных водных и почвенных экологических системах видами бактерий. Результаты микробиологического анализа свидетельствуют об отсутствии бактерицидного эффекта препарата «Акварезалт БЗ» в отношении выделенных бактерий, что может быть связано либо с недостаточной концентрацией действующих веществ, либо с устойчивостью микроорганизмов, находящихся в составе биопленок, к действующим веществам препарата.

При исследовании фитопланктона водоема-охладиателя и прилегающего к нему участка р. Дон нами было обнаружено 104 таксона водорослей, рангом ниже рода. Среднее число видов водорослей в в.-о. было выше, чем в р. Дон в три раза. Показатели численности и биомассы фитопланктона в самом в.-о. были стабильно высокими и изменялись в пределах от 287 до 330 млн кл/л и от 12,4 до 22 мг/л. Основную роль в формировании общей численности фитопланктона играли синезеленые, общей биомассы — синезеленые и диатомовые водоросли. Синезеленые водоросли являются возбудителями «цветения» воды. Его уровень в в.-о. НВАЭС можно оценить как «интенсивное».

Состояние высшей водной растительности в.-о. НВАЭС в целом оценивается как неудовлетворительное. В тепловодной зоне высшая водная растительность отсутствует. Истинно водные погруженные растения (гидрофиты) как в тепловодной, так и в холодноводной зоне практически отсутствуют, воздушно-водные растения (гелофиты) представлены небольшим числом видов. Сообщества гелофитов присутствуют только в холодноводной зоне в.-о., развиты слабо, крайне бедны по составу и структуре слагающих их видов растений, единственным видом-ценнообразователем является тростник южный. Наблюдаемое угнетенное состояние

водной и околоводной растительности является следствием ряда антропогенных факторов, основными из которых являются неблагоприятные температурные условия (преимущественно в тепловодной зоне) и биомелиоративные мероприятия, а также прямое воздействие – расчистка береговой полосы.

В 2017 году для зоопланктона в.-о. НВАЭС отмечено повышенное видовое богатство комплекса коловраток, среди которых структурообразующими выступают пресноводные виды-космополиты. Сообщество ветвистоусых рачков представлено только узкими специализированными мирными видами. Значения численности, биомассы, простые пищевые связи и низкие значения индекса биоразнообразия свидетельствуют о воздействии на сообщество стрессовых факторов. Зоопланктон р. Дон значительно отличался по составу от сообщества в.-о. видами рачкового комплекса и низкими значениями численности и биомассы. Для расселительных стадий организмов обрастателей в СТВ НВАЭС и в.-о. НВАЭС выявлены следующие особенности. Доминирующей стадией расселения выступают флотобласты мшанок, при незначительном количестве встреч геммул губок и личинок дрейссен. Для проб зоопланктона отмечены максимальными значениями численности флотобластов мшанок – 1347 экз./м<sup>3</sup>. Пробы из воды БНС-1,2 отличались полным отсутствием любых расселительных фаз. Пробы зоопланктона из воды машзала энергоблока №5 (МЗ-5) характеризуются постоянным наличием в пробах флотобласт мшанок. Для ЦНС-3,4 – циркуляционная насосная станция энергоблоков №3, 4 выявлены единичные случаи выявления геммул губок.

Обилие и видовое богатство макрозообентоса в.-о. НВАЭС снижены по сравнению с прилегающей частью р. Дон. Это обусловлено искусственным повышением температуры воды.

В в.-о. НВАЭС количество субстратов потенциально пригодных для обитания обрастателей достаточно велико. Это вся площадь струенаправляющей дамбы до глубины 4 м, вся тепловодная часть в.-о. и несколько затопленных пантонов в холодноводной части в.-о. На этих субстратах формируются бактериально-водорослевые маты, которые могут быть фактором риска развития биопомех. Флотирующие фрагменты матов могут подхватываться потоками воды в зоне циркуляции и транспортироваться к водозаборным сооружениям, создавая биопомехи (забивку) для мелководистого сороудерживающего (сетки) и фильтровального оборудования. Наблюдения на ключевых участках СТВ НВАЭС, как непосредственно, так и с использованием устройства «гидробокс», позволили отработать алгоритмы ведения регулярных наблюдений в закрытой части СТВ. За время проведения исследования обнаружено пять таксонов обрастателей в ранге рода и вида, причем большинство способно к формированию покоящихся стадий. Массовое развитие брюхоногих моллюсков, создающих биопомехи, отличает СТВ НВАЭС от прочих АЭС.

Выявлено отсутствие периода зимнего покоя у наиболее важного и сложного в части контроля обрастателя – мшанки рода Плюмателла. Таким образом, можно констатировать, что помимо первичных очагов расселения ряда обрастателей, способных быть источниками биопомех, существуют и вторичные очаги, располагающиеся на различных участках техногенной части СТВ в условиях круглогодичного отепления.

Принимая во внимание выявленный характер распределения наблюдаемых обрастателей, особенности их биологии, в том числе динамику прироста биомассы и формирования запаса покоящихся стадий, предложено считать, до получения более детальных сведений о динамике их развития и апробации стратегии предупреждения связанных с ними биопомех, риск развития биопомех на оборудовании СТВ круглогодичным.

Анализ эффективности мелиоративных мероприятий на в.-о. НВАЭС показал небольшую степень зарастания водоёма, отсутствие запасов дрейссены, поэтому нецелесообразно зарыбление белым амуром и черным амуром. Для уменьшения количества фитопланктона необходимо в течении четырех лет осуществлять зарыбление белым толстолобиком по 9,3 т (93,1 тыс. экз., средней массой 0,1 кг). В целях обеспечения эффективности мелиоративных мероприятий на в.-о. НВАЭС, рекомендуется не допускать вылов растительоядных видов рыб (белый амур, белый толстолобик).

Учитывая состав обрастателей и других биологических объектов – источников биопомех, проектом долгосрочной программы разработана информационная основа и предложена первичная общая стратегия контроля развития биологического обрастания, ориентированная на наиболее устойчивые к различным воздействиям компоненты обрастания – покоящиеся стадии. Долгосрочной программой определены основные мишени частных стратегий контроля (моллюски (в том числе брюхоногие), комплекс видов пресноводных мшанок, солоноватоводные гидрзои, микробные биопленки), дан анализ особенностей СТВ НВАЭС и предложен пошаговый вариант апробации системы превентивных мер универсального характера по предотвращению или минимизации негативного воздействия со стороны обрастателей на перспективу.

В состав плана действий на ближайший год рекомендовано включить: информационные мероприятия по восполнению имеющихся пробелов в знаниях о причинах и предпосылках развития обрастания, оценку эффективности средств «Акварезалт» и подбор эффективных доз воздействия на различные группы живых организмов, расширение спектра биологических агентов контроля развития нежелательных видов. Для уточнения временных границ риска развития обрастания рекомендовано также придать непрерывный характер наблюдениям за состоянием обрастания с использованием минимального числа показателей, характеризующих общую динамику формирования обрастания и пула покоящихся стадий. Для уточнения перечня неотложных мероприятий и выбора адекватных универсальных дезинфектантов и соответствующих технических решений для обработки потоков воды необходимо по возможности дополнить БХМ скринингом микробных сообществ биопленки.

## Обсуждение

Учитывая результаты наблюдений 2017 г. и созданную техническую и методическую базу ведения БХМ, равно как неблагоприятный прогноз риска и необходимость реализации системы мониторинга, предлагается рассмотреть на 2018/19 гг. и целесообразность проведения следующих работ вне рамок БХМ 2018:

– корректировка системы мониторинга для БАЛ и НВАЭС и составление индивидуальной программы реализации системы мониторинга на БАЛ и НВАЭС;

- выявление внутренних технических резервов по защите СТВ БАЛ и НВАЭС от биообрастания (проведение исследования воздействия УЭП на формирование биообрастания, обследование имеющихся фильтров);
- производственные испытания зарекомендовавших себя сертифицированных средств защиты поверхностей оборудования от обрастания и коррозии на других АЭС (путем пробной покраски наиболее пораженных обрастанием элементов оборудования ВЗС, например, СУР) и оперативной оценки полученных результатов;
- дополнительные исследования критических участков и участков расселения нежелательных организмов и разработка технико-экономических обоснований для производственных испытаний универсальных средств защиты для неоформленных потоков воды (например канальных установок систем ультрафиолетовой обработки воды в условиях каналов и аванкамер для снижения скорости, а в перспективе прекращения формирования обрастания на этих участках) и оформленных потоков воды (например на НСПП для предупреждения формирования очагов расселения патогенной микрофлоры в СТВ БАЛАЭС), используя полученные результаты первичного тестирования воздействия данного метода на патогенные микроорганизмы, биопленку и обрастателей, в том числе на мшанку р. Плюмателла.
- безотлагательному решению проблемы низкого качества воды в брызгальных бассейнах БАЛ и НВАЭС путем пробной обработки одного из них испытанными средствами химической защиты с последующим проведением оперативного мониторинга полученных результатов в обработанном бассейне и в контрольном.

### Выводы

1. В СТВ БАЛАЭС выявлено наличие всех групп организмов, способных вызывать биопомехи, в том числе – мшанка рода Плюмателла. На металлических конструкциях в СТВ БАЛАЭС основу биопленки образуют хемолитотрофные железобактерии, находящиеся в ассоциации, которые приводят к ускоренной коррозии железосодержащих частей оборудования. Основными критическими участками, где на период наблюдений отмечены биопомехи, являются: брызгальные бассейны, здесь за счет массового развития фитопланктона отмечено ухудшение качества воды, и, как следствие, засорение участков трубопроводов; оборудование НСПО и аванкамеры, где формируются и поддерживаются вторичные очаги расселения мшанки, дрейссены, колониальных гидроидных полипов, происходит накопление биогенных наносов.

2. За время проведения исследования в СТВ НВАЭС обнаружено пять таксонов обрастателей. Массовое развитие брюхоногих моллюсков, создающих биопомехи, отличает СТВ НВАЭС от прочих АЭС. Значительные затруднения создает биообрастание в брызгальных бассейнах НВАЭС. Обработка воды бассейнов препаратом «Акварезалт Б3» не дает выраженного противообрастательного и бактерицидного эффекта. Анализ результатов опроса подразделений-водопользователей НВАЭС позволяет сделать вывод, что задачу по обеспечению надежной работы СТВ проводимые ранее наблюдения не решали. В качестве организмов – источников биопомех в работе СТВ НВАЭС не рассматривались брюхоногие

моллюски, бактериобрастания, губки, кишечнорастворимые, которые по данным опроса подразделений-водопользователей НВАЭС создают помехи в работе СТВ. Кроме этого, исследованиями 2015 – 2016 гг. оказалось не охвачена закрытая часть СТВ НВАЭС.

3. В соответствии с выявленными биопомехами, работы БХМ на БАЛАЭС и НВАЭС в 2018 г., помимо собственно наблюдений, предусматривают: испытания превентивных методов защиты поверхностей оборудования СТВ от биообрастания и биоповреждений с применением многослойных покрытий; лабораторного тестирования химической защиты оборудования и обработки водных потоков для снижения содержания в ней фитопланктона и уменьшения продукции органического вещества.

### Список литературы

1. Методика «ВЕДЕНИЕ БИОЛОГО-ХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА СИСТЕМ ЦИРКУЛЯЦИОННОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ» МТ 1.2.1.15.1043-2015

## НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ НОРМИРОВАНИЯ, УЧЕТА И ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ

*Воронина М.М.*

*Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция», г. Сосновый Бор*

Нестабильность, несогласованность природоохранного законодательства и наличие пробелов в правовом регулировании данной сферы на фоне увеличивающегося количества проверок со стороны надзорных органов требует повышенного внимания руководства предприятий атомной отрасли к вопросам обеспечения экологической безопасности, в том числе обращению с отходами производства и потребления.

С 2014 года в связи с утверждением государственной программы Российской Федерации «Охрана окружающей среды на 2012 - 2020 годы» [1] начался новый виток реформирования природоохранного законодательства, в том числе в части обращения с отходами. Одной из задач указанной программы является снижение воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду. Для выполнения поставленной задачи осуществляется оптимизация системы управления потоками отходов и введение мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для уменьшения образования и направления на захоронение отходов.

За 2014-2017 годы в ФЗ «Об отходах производства и потребления» [2] федеральными законами о внесении изменений было отредактировано более 70 % статей указанного федерального закона. В условиях активного изменения законодательства количество проверок соблюдения природоохранных требований органами государственного надзора, включая проверки органами прокуратуры АО «Концерн Росэнергоатом» возросло с 4 шт. в 2015 году до 11 шт. в 2017 [3, 4, 5].

Учитывая сложившуюся ситуацию, для всех предприятий атомной отрасли самым сложным моментом является законное ведение своей деятельности в рамках постоянно изменяющегося природоохранного законодательства. Далее я остановлюсь лишь на некоторых проблемных вопросах обеспечения соблюдения требований природоохранного законодательства при обращении с отходами I-V классов опасности.

### **Нормативы образования отходов и лимиты на их размещение**

Важным вопросом регулирования в сфере обращения с отходами является получение субъектами хозяйственной деятельности, в результате которой образуются отходы, нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, при отсутствии которых ведение указанной деятельности будет незаконным. Отсутствие утвержденных нормативов образования отходов и лимитов на их размещение является основанием для привлечения к административной ответственности по статье 8.2 Кодекса об административных правонарушениях Российской Федерации (далее - КоАП РФ), предусматривающей наложение административного штрафа на юридических лиц в размере от 100 тысяч до 250 тысяч рублей или административное приостановление деятельности на срок до 90 суток [6].

Для получения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение предприятие должно предоставить в территориальные органы Росприроднадзора по месту осуществления своей хозяйственной деятельности, в результате которой образуются отходы:

- заявление об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;
- проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (далее – ПНООЛР).

Документ об утверждении ПНООЛР хозяйствующие субъекты получают на пятилетний период, в течение которого его можно переоформить только по причине изменения сведений о юридическом лице (например, изменение наименования, организационно-правовой формы) либо изменения данных об объектах размещения отходов.

В целях подтверждения соблюдения утвержденных нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, образовавшихся за отчетный период, предприятиями ежегодно составляется и представляется в уведомительном порядке в соответствующие территориальные органы Росприроднадзора технический отчет по обращению с отходами.

Технический отчет по обращению с отходами составляется с целью:

- подтверждения заявленных в ПНООЛР видов, классов опасности и количества отходов, образовавшихся за отчетный период;
- подтверждения фактического использования, обезвреживания, размещения, передачи другим хозяйствующим субъектам отходов, образовавшихся за отчетный период.

Таким образом, в случаях:

- изменения техпроцесса;
- изменения классов опасности отходов, в том числе в результате изменения нормативно-правовых документов, регулирующих процедуры по подтверждению отнесения вида отхода к конкретному классу опасности для окружающей среды, по включению вида отхода в государственный кадастр отходов [7];

- выявления неточностей или неполноты сведений, содержащихся в утвержденном ПНООЛР юридические лица должны получить новые нормативы образования отходов и лимиты на их размещение, т.е., по сути, разработать новый ПНООЛР. При этом на его разработку для крупных предприятий (не менее 80 видов отходов) расходы могут составить более 1,5 млн. рублей, а длительность закупочной процедуры с момента планирования денежных средств до момента получения утвержденных нормативов составит не менее 1,5 лет.

### **Учет в области обращения с отходами**

Согласно части 1 статьи 19 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» индивидуальные предприниматели и юридические лица, осуществляющие деятельность в области **обращения с отходами**, обязаны вести в установленном порядке учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов. Порядок учета в области обращения с отходами утвержден Приказом Минприроды России от 01.09.2011 № 721 [8] (далее – Приказ).

Обращение с отходами - деятельность по сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов. Атомные станции осуществляют как минимум накопление образовавшихся отходов и, в случае наличия собственного объекта размещения отходов, их размещение.

Учет в области обращения с отходами ведется отдельно по каждому обособленному подразделению либо филиалу (при их наличии) и по юридическому лицу в целом. То есть применительно к АО «Концерн Росэнергоатом», требование ведения учета распространяется на атомные станции в целом, без разбивки по структурным подразделениям, и на АО «Концерн Росэнергоатом». Однако, для соблюдения непрерывности учета, а также для выполнения требований руководящего документа [9], в структурных подразделениях атомных станций также необходимо вести учет отходов. При этом учет отходов в производственных подразделениях в форме, предложенной Приказом, на практике реализовать достаточно проблематично из-за сложности и громоздкости форм учета.

Примечательно, что в июне 2014 года закрепленная на федеральном уровне обязанность ведения учета отходов в структурных подразделениях (цехах, участках, площадках) юридических лиц была отменена в связи с необходимостью ведения большого количества учетных форм, что создавало дополнительную финансовую, временную и административную нагрузку на юридических лиц.

Урегулирование вопроса организации первичного учета отходов считаю целесообразным осуществлять на уровне эксплуатационной документации атомных станций с учетом конкретных особенностей производственного процесса и организационно-функциональной структуры управления.

Анализ судебной практики показывает, что нарушение порядка учета отходов в большинстве случаев считается малозначимым нарушением, не причиняющим вреда интересам граждан, общества, государства. В соответствии со статьей 2.9 КоАП РФ при малозначительности совершенного административного правонарушения судья, орган, должностное лицо, уполномоченные решить дело об административном правонарушении,



могут освободить лицо, совершившее административное правонарушение, от административной ответственности и ограничиться устным замечанием [6].

### Лицензия на транспортирование отходов I-IV классов опасности

В настоящее время согласно под п. 30 п. 1 ст. 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» [10], а также ст. 9 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» [2] лицензированию подлежит деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности. И, соответственно, не подлежит лицензированию деятельность по накоплению отходов I-V классов опасности (складирование отходов на срок не более чем 11 месяцев), а также деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов V класса опасности. При этом порядок лицензирования закреплен «Положением о лицензировании деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности» [11].

Транспортирование отходов - перемещение отходов с помощью транспортных средств вне границ земельного участка, находящегося в собственности юридического лица или индивидуального предпринимателя либо предоставленного им на иных правах. Т.е. перемещение отходов с помощью транспортных средств подрядной организации внутри территории промплощадки (например, перемещение люминесцентных ламп с территории одного подразделения на территорию другого подразделения с целью накопления транспортной партии) атомных станций является транспортированием и подлежит лицензированию.

На сегодняшний день в АО «Концерн Росэнергоатом» завершился процесс передачи непрофильной деятельности по транспортированию грузов (в том числе отходов I-IV классов опасности) в подрядные организации. Практически на всех атомных станциях функционируют автотранспортные предприятия, являющиеся дочерними организациями АО «Концерн Росэнергоатом»:

- АО «Атомтранс»;
- ООО «Балаковская АЭС-Авто»;
- ООО «Белоярская АЭС-Авто»;
- ООО «Волгодонская АЭС-Сервис»;
- ООО «Калининская АЭС-Сервис»;
- ООО «Кольская АЭС-Авто»;
- ООО «Ленинградская АЭС-Авто»;
- ООО «Нововоронежская АЭС-Авто»;

На сегодняшний день для соблюдения требований законодательства в части лицензирования деятельности по транспортированию отходов I-IV классов опасности перевозчик должен:

1. иметь лицензию на транспортирование всех видов отходов, которые он перевозит по заявкам атомных станций, т.е. в приложении к лицензии должен быть представлен полный перечень с указанием класса опасности и кода отхода согласно федеральному классификационному каталогу отходов;

2. иметь специально оборудованные и снабженные специальными знаками транспортные средства, принадлежащие ему на праве собственности или на ином законном основании, необходимые для выполнения заявленных работ и соответствующие установленным требованиям;

3. обеспечить наличие профессиональной подготовки работников, осуществляющих деятельность в области обращения с отходами, подтвержденную свидетельствами (сертификатами) на право работы с отходами I -IV классов опасности;

4. иметь в штате должностное лицо, ответственное за допуск работников к работе с отходами I - IV классов опасности.

Несоблюдение хотя бы одного из указанных требований транспортирующей организацией может быть квалифицировано по:

- ч.2 ст.14.1 КоАП - осуществление предпринимательской деятельности без специального разрешения (лицензии), если такое разрешение (такая лицензия) обязательно (обязательна) - влечет наложение административного штрафа на юридических лиц от сорока тысяч до пятидесяти тысяч рублей с конфискацией орудий производства или без таковой;
- ч.3 ст.14.1 КоАП - осуществление предпринимательской деятельности с нарушением требований и условий, предусмотренных специальным разрешением (лицензией) - влечет предупреждение или наложение административного штрафа на юридических лиц от тридцати тысяч до сорока тысяч рублей;
- ч.4 ст.14.1 КоАП - осуществление предпринимательской деятельности с грубым нарушением требований и условий, предусмотренных специальным разрешением (лицензией) влечет наложение административного штрафа на юридических лиц - от ста тысяч до двухсот тысяч рублей или административное приостановление деятельности на срок до девяноста суток.

При этом организацию-заказчика можно привлечь к административной ответственности по статье 8.2 КоАП РФ, предусматривающей наложение административного штрафа на юридических лиц в размере от 100 тысяч до 250 тысяч рублей или административное приостановление деятельности на срок до 90 суток [6].

Необходимо отметить, что перевозка отходов I-IV классов опасности собственным транспортом внутри собственной территории уже транспортированием в качестве лицензируемого вида деятельности не считается. В связи с этим функции по транспортированию грузов **внутри** производственных территорий предприятий, целесообразно передать в структурные подразделения предприятий, например, в транспортный цех.

### Запрет на захоронение

Согласно ч.8 ст.12 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» [2] захоронение отходов, в состав которых входят полезные компоненты, подлежащие утилизации, запрещается. Перечень видов отходов, в состав которых входят полезные компоненты, захоронение которых запрещается, устанавливается Правительством Российской Федерации.

Однако, ни на федеральном, ни на региональном уровнях не решена задача создания системы, позволяющей минимизировать количество захораниваемых отходов, максимально обеспечив при этом ресурсосбережение, повторное вовлечение в хозяйственный оборот утилизируемых компонентов отходов в качестве сырья, материалов, изделий, превращение отходов во вторичное сырье для изготовления новой продукции и получения энергии.

Сложившаяся за десятилетия система обращения с отходами на территории нашей страны требует коренной перестройки от повсеместного захоронения в

пользу эффективно применяемых в мировой экономике технологий ресурсосбережения, обработки, утилизации и обезвреживания таких отходов.

Правительство РФ при планировании действий по развитию промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года поставило перед собой цель достигнуть значение показателя «доля использованных и обезвреженных отходов производства и потребления в общем количестве образующихся отходов» к 2030 году равным 86% [12].

Распоряжением Правительства РФ от 25.07.2017 №1589-р [13] (далее – Распоряжение) утвержден перечень видов отходов производства и потребления, захоронение которых запрещается поэтапно с 01.01.2018, 01.01.2019 и 01.01.2021.

В целях выполнения Распоряжения на атомных станциях необходимо организовать раздельное накопление указанных в нем видов отходов для дальнейшей их передачи в специализированные организации для утилизации/обезвреживания. На практике при решении этого вопроса возникают следующие сложности.

Во-первых, необходимо решить большое количество организационных нюансов. Если отходы I-III классов опасности, а также металлолом в большинстве случаев итак раздельно накапливаются и передаются на утилизацию/обезвреживание, то для раздельного накопления отходов IV-V классов опасности требуется создать опре-

деленные условия на самом предприятии. В частности, необходимо определить территорию, на которой будут установлены места раздельного накопления, удовлетворяющую не только природоохранным, но и требованиям пожарной безопасности. Кроме того, закрепить за конкретными подразделениями новый функционал, а также выделить персонал, ответственный за места накопления, что в условиях повсеместной оптимизации численности персонала и передачи непрофильных видов деятельности в подрядные организации организовать достаточно проблематично.

Во-вторых, для большего успеха внедрения раздельного накопления отходов, необходима как разработка агитационных материалов, различных информационных плакатов, так и подача соответствующей информации в корпоративных СМИ.

В-третьих, раздельно собрать отходы на предприятии мало, для успешной реализации распоряжения Правительства, эти отходы не должны попасть на полигон, т.е. их необходимо передать специализированной организации для утилизации/обезвреживания либо осуществить утилизацию/обезвреживание собственными силами, но для выполнения этой работы требуется получение специальной лицензии. Анализ организаций-переработчиков показывает, что даже Ленинградская область испытывает нехватку специализированных организаций по переработке определенных видов отходов, не говоря о Чукотском автономном округе.

**Таблица 1.** Некоторые виды отходов, захоронение которых запрещается Распоряжением Правительства РФ от 25.07.2017 №1589-р

Наименование отхода	Код отхода
С 01.01.2018	
Лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства	4 71 101 01 52 1
Отходы термометров ртутных	4 71 920 00 52 1
Бой стеклянный ртутных ламп и термометров с остатками ртути	4 71 311 11 49 1
Светодиодные лампы, утратившие потребительские свойства	4 82 415 01 52 4
Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	4 61 010 01 20 5
Лом свинца несортированный	4 62 400 03 20 3
Лом и отходы меди несортированные незагрязненные	4 62 110 99 20 3
Лом и отходы стальные несортированные	4 61 200 99 20 5
Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	4 61 200 01 51 5
и т.д.	
С 01.01. 2019	
Отходы бумаги и картона от канцелярской деятельности и делопроизводства	4 05 122 02 60 5
Печатная продукция с черно-белой печатью, утратившая потребительские свойства	4 05 123 11 60 5
Отходы упаковочного картона незагрязненные	4 05 183 01 60 5
Шины пневматические автомобильные отработанные	9 21 110 01 50 4
Камеры пневматических шин автомобильных отработанные	9 21 120 01 50 4
Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	4 34 110 02 29 5
Отходы пленки полипропилена и изделий из нее незагрязненные	4 34 120 02 29 5
Отходы пленки из полиэтилентерефталата незагрязненные	4 34 181 02 29 5
Тара стеклянная от химических реактивов незагрязненная	4 51 102 02 20 4
и т.д.	
С 01.01.2021	
Платы электронные компьютерные, утратившие потребительские свойства	4 81 121 11 52 4
Системный блок компьютера, утративший потребительские свойства	4 81 201 01 52 4
Принтеры, сканеры, многофункциональные устройства (МФУ), утратившие потребительские свойства	4 81 202 01 52 4
Картриджи печатающих устройств с содержанием тонера 7% и более отработанные	4 81 203 01 52 3
Мониторы компьютерные плазменные, утратившие потребительские свойства	4 81 205 01 52 4
Телефонные и факсимильные аппараты, утратившие потребительские свойства	4 81 321 01 52 4
Одиночные гальванические элементы (батарейки) никель-кадмиевые неповрежденные отработанные	4 82 201 51 53 2
Аккумуляторные батареи источников бесперебойного питания свинцово-кислотные, утратившие потребительские свойства с электролитом	4 82 212 11 53 2
и т.д.	

## Отходы или сточные воды

Отсутствие в действующем законодательстве критериев разграничения понятий «сточные воды» и «отходы производства и потребления» позволяет природопользователям в некоторых случаях при обращении с отходами в жидком агрегатном состоянии пользоваться нормами Водного кодекса РФ [14] и Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» [15], а не Федерального закона «Об отходах производства и потребления» [2]. Это касается, например, таких видов отходов как «отходы смазочно-охлаждающей жидкости на водной основе, отработанной при металлообработке», «отходов смесей нефтепродуктов при технических испытаниях и измерениях», «конденсат водно-масляный компрессорных установок» и др.

В соответствии с п.19 ст.1 Водного кодекса РФ сточные воды - дождевые, талые, инфильтрационные, поливомоечные, дренажные воды, сточные воды централизованной системы водоотведения и другие воды, отведение (сброс) которых в водные объекты осуществляется после их использования или сток которых осуществляется с водосборной площади.

Согласно п.23 ст.2 Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» сточные воды централизованной системы водоотведения (далее - сточные воды) - принимаемые от абонентов в централизованные системы водоотведения воды, а также дождевые, талые, инфильтрационные, поливомоечные, дренажные воды, если централизованная система водоотведения предназначена для приема таких вод.

В соответствии с абз. 2 ст. 1 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» отходы производства и потребления - вещества или предметы, которые образованы в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления, которые удаляются, предназначены для удаления или подлежат удалению в соответствии с настоящим Федеральным законом.

Анализируя вышеназванные понятия, В.А. Алымова в статье [16] приходит к выводу о том, что в случае, если спорное вещество:

- 1) имеет жидкое агрегатное состояние;
- 2) содержит тот или иной процент воды ( $H_2O$ );
- 3) образовано в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления;
- 4) в отношении такого вещества совершается удаление, вещество предназначено к удалению, вещество должно быть удалено, федеральное законодательство не позволяет четко отнести его к категории «сточные воды» либо «отходы производства и потребления».

В случае отнесения спорного вещества к категории «отходы производства и потребления», природопользователь обязан соблюдать требования Федерального закона «Об отходах производства и потребления», в том числе иметь паспорт данного отхода, он должен быть учтен в нормативах образования отходов, должен быть организован его учет и т.д.

Полагаю, решающим аргументом в указанном случае будет конкретизация в эксплуатационной документации спорного вещества в качестве «сточных вод» либо «отходов производства и потребления», а также четкое описание порядка обращения с указанным веществом.

## Выводы

1. Требования законодательства в области обращения с отходами на сегодняшний день сформулированы

не оптимальным образом - имеют место многочисленные правовые коллизии, пробелы в регулировании одних вопросов, а также избыточность требований в других. Специалисты экологических служб вынуждены обеспечивать соблюдение существующих природоохранных норм с учетом постоянного активного процесса внесения изменений законодателем.

2. Урегулирование вопроса организации первичного учета отходов считаю целесообразным осуществлять на уровне эксплуатационной документации атомных станций с учетом конкретных особенностей производственного процесса и организационно-функциональной структуры управления.

3. В целях минимизации финансовых рисков наложения административных штрафов, а также расходов на оплату услуг по транспортированию грузов **внутри** производственных территорий предприятий, предлагаю указанные функции передать в структурные подразделения предприятий, например, в транспортный цех.

4. В ближайшее время всем атомным станциям предстоит организовать раздельное накопление отходов, указанных в Распоряжении Правительства РФ от 25.07.2017 № 1589-р, для дальнейшей их передачи в специализированные организации для утилизации/обезвреживания.

5. Порядок обращения со спорными веществами, которые могут в равной степени быть отнесенными к категории «сточных вод» либо «отходов производства и потребления», необходимо конкретизировать в эксплуатационной документации предприятий с целью исключения неправильной трактовки понятий и, как следствие, применения норм иного законодательства.

## Список литературы

Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 326 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Охрана окружающей среды» на 2012 - 2020 годы».

Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

Отчет АО «Концерн Росэнергоатом» по результатам производственного мониторинга безопасности (за 2015 год).

Отчет АО «Концерн Росэнергоатом» по результатам производственного мониторинга безопасности (за 2016 год).

Отчет АО «Концерн Росэнергоатом» по результатам производственного мониторинга безопасности за 2017 год.

Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ.

Постановление Арбитражного суда Западно-Сибирского округа от 26.12.2017 № Ф04-5470/2017 по делу № А27-5585/2017.

Приказ Минприроды России от 01.09.2011 № 721 «Об утверждении Порядка учета в области обращения с отходами».

РД ЭО 1.1.2.05.0935-2013 «Руководство по организации работ при обращении с отходами производства и потребления».

Федеральный закон от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности».

Постановление Правительства РФ от 03.10.2015 № 1062 «О лицензировании деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности».

Распоряжение Правительства РФ от 25.01.2018 № 84-р «Об утверждении Стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года».

Распоряжение Правительства РФ от 25.07.2017 № 1589-р «Об утверждении перечня видов отходов производства и потребления, в состав которых входят полезные компоненты, захоронение которых запрещается».

Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ.

Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».

В.А. Алымова. Сточные воды и отходы: от определений к разграничению. Справочник эколога №11 2017.

М.В. Пономарев. Право собственности на отходы: правовые проблемы реализации и перехода. Журнал российского права. 2017. № 8. - с. 53 - 64.

О.А. Кожевников. Совершенствование судебной практики по вопросам обращения с отходами производства и потребления как одна из задач «обновленного» Верховного Суда РФ. Административное и муниципальное право. 2014. № 9. - с. 975 - 980.

М.Е. Бабич. Лицензирование деятельности по обращению с отходами: проблемы правоприменения. Справочник эколога. 2016. № 7. - с. 24 - 37.

И.В. Попов. Некоторые проблемы квалификации преступлений против природной среды // Уголовное право. 2016. № 1. - с. 47 - 53.

Е.М. Горелов. Сточные воды или жидкие отходы? Справочник эколога. 2014. № 2 (14).

Заключение Минэкономразвития России от 30.04.2013 «По итогам экспертизы приказа Минприроды России от 1 сентября 2011 г. № 721 «Об утверждении порядка учета в области обращения с отходами».

Заключение Минэкономразвития России от 01.08.2013 «По итогам экспертизы приказа Минприроды России от 25 февраля 2010 г. № 50 «О Порядке разработки и утверждения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение».

## ПРОГНОЗ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ОПЫТНОГО ДЕМОНСТРАЦИОННОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С РУ-БРЕСТ- ОД-300

*Алексахин Р.М., Спиринов Е.В., Соломатин В.М.  
Частное учреждение «ИТЦП «ПРОРЫВ», г. Москва*

### Введение

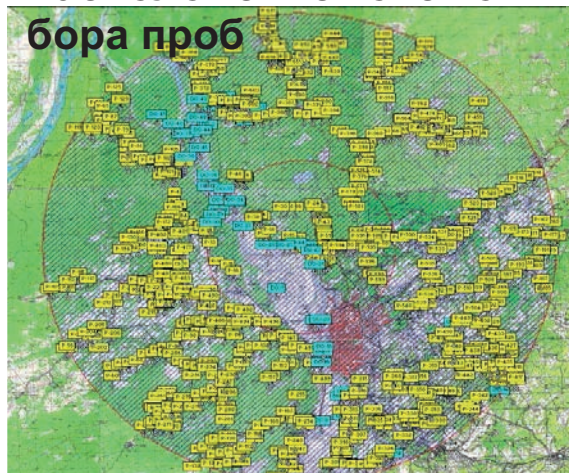
Строительство предприятий ОДЭК в составе модулей фабрикации топлива, быстрого реактора БРЕСТ-ОД-300 и модуля переработки топлива на площадке СХК предполагает прогноз воздействия выбросов радионуклидов в окружающую среду на фоне существующей радиационной обстановки. Состояние радиационной обстановки в районе размещения предприятий АО СХК отражено в многочисленных публикациях Томского политехнического университета, ежегодных отчетах об экологической безопасности и о результатах контроля объектов окружающей среды в районе расположения АО «Сибирский химический комбинат», Государственных докладов «О состоянии и охране окружающей среды Томской области от Департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области ОГБУ «Облкомприрода», ежегодниках Росгидромета, подготовленных НПО «Тайфун» [1] и др. Все исследования подтверждают стабильность и удовлетворительность радиационной обстановки в зоне наблюдения СХК.

### Результаты обследования существующей радиоэкологической обстановки 30-км зоны СХК

Для изучения пространственного распределения уровней воздействия ядерного наследия СХК на на-

селение и производство сельскохозяйственной продукции в 2016 и 2017 гг. было проведено обследование 30-км зоны СХК на содержание радионуклидов в компонентах окружающей среды (почве, луговых и лесных растениях, кормах животных, сельскохозяйственной продукции). Точки отбора проб окружающей среды в 30-км зоне распределены по нерегулярной сетке вне недоступных мест и селитебных территорий, как показано на рис. 1. Анализ пространственного распределения содержания радионуклидов в пробах провели по восьми секторам относительно будущего расположения площадки ОДЭК (рис. 1).

### Расположение точек отбора проб



### Разделение территории на секторы



Рис. 1. Расположение точек отбора проб окружающей среды и разделение территории на секторы для анализа пространственного распределения содержания радионуклидов.

Результаты измерений  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  по секторам представлены на рис. 2.

Исследование пространственного распределения содержания радионуклидов в почве (по  $^{137}\text{Cs}$ ) показало, что наибольшие уровни наблюдаются в секторах относительно площадки СЗ-С и С-СВ, что соответствует многолетним данным о розе ветров. При этом, на расстоянии более 12 км от площадки удельная активность  $^{137}\text{Cs}$  в почве по всем направлениям, кроме северного и северо-западного, практически одинакова с фоном от глобальных выпадений, менее 10 Бк/кг с наиболее вероятным значением 4 Бк/кг.

В качестве аппроксимации для описания экспериментальных данных использовали выражение, анало-

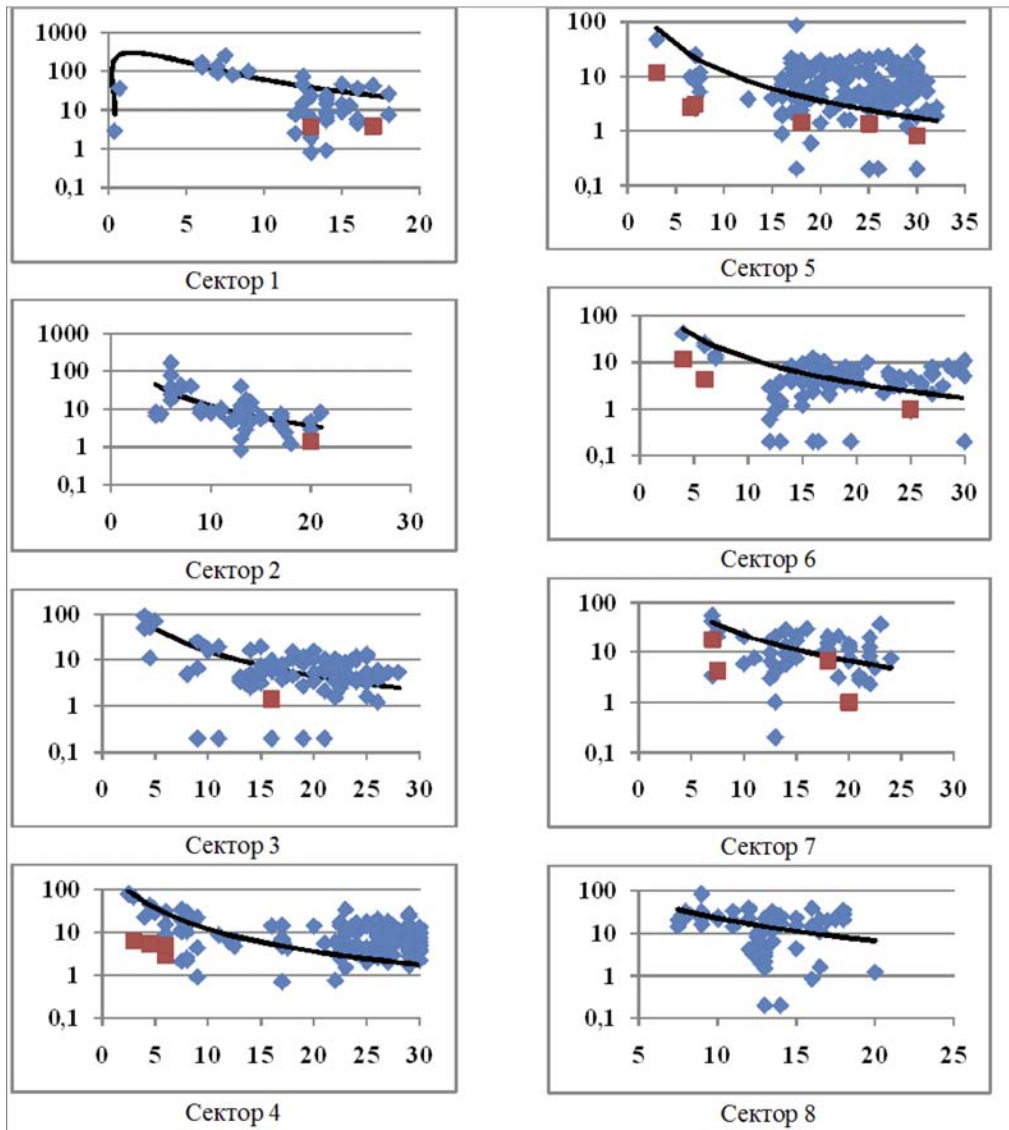


Рис. 2. Пространственное распределение  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  в почве 30-км зоны СХК (■ -  $^{137}\text{Cs}$ , ■ -  $^{90}\text{Sr}$ , ---- - аппроксимация)

гичное Гауссовской функции рассеяния газоаэрозольной струи [2, 3]

$$G(x) = A \cdot \exp[-B/(x^{2n})] / (x^{n+1}),$$

где  $G(x)$  – поверхностная активность радионуклида на расстоянии  $x$  от точки выброса, Бк/м<sup>2</sup>;  $A$  и  $B$  – эмпирические постоянные;  $n$  – показатель степени в соответствии с формулой Бриггса для дисперсии струи [4], отн. ед.

В 30-км зоне воздействия СХК действуют 17 сельских хозяйств, из них муниципальные хозяйства можно разделить по центральному усадьбам и расположению, и в сумме будет 24 хозяйства. Почвы в хозяйствах, в основном, дерново-подзолистые и серые лесные. Для таких почв можно использовать модель по определению коэффициентов накопления КН  $^{137}\text{Cs}$  в луговых травах [5]. Входной информацией в модели служит агрохимическая характеристика почв. Изменения в коэффициенте накопления в первом приближении можно использовать для других растений. Анализ показал, что коэффициент накопления  $^{137}\text{Cs}$  варьирует в диапазоне от 0,03 до 0,072, т.е. разница в содержании радионуклида в растениях и соответственно в молоке и мясе в разных хозяйствах могут отличаться примерно в 2 раза.

Измерения содержания радионуклидов в продукции сельских хозяйств показало, что значения удельной активности изотопов Рu,  $^3\text{H}$  и  $^{14}\text{C}$  ниже предела чувствительности спектрометрической и радиометрической аппаратуры, то же самое наблюдается для отдельных продуктов для  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$ . Результаты измерений, проведенных в 2017 г. при обследовании 30-км зоны СХК [6], по радионуклидам  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  и в сравнении с допустимой удельной активностью СанПиН 2.3.2.1078-01 [7] представлены в табл. 1.

Содержание радионуклидов в продукции можно получить на основе данных о поверхностной или удельной активности почвы с помощью коэффициентов перехода в предположении равновесного содержания радионуклидов в объектах окружающей среды. Это один из способов оценки радиозоологической обстановки при выбросах радионуклидов в окружающую среду. Проведенные нами расчеты содержания  $^{137}\text{Cs}$  в с.-х. продукции с помощью данных об удельной активности в почве хозяйств 30-км зоны СХК и данных о максимальных и средних геометрических значениях коэффициентов накопления, рекомендуемых МАГАТЭ [8], показаны на рис. 3.

Таблица 1. Содержание радионуклидов в продукции сельских хозяйств 30-км зоны СХК (2017 г.).

Показатель	Вид продукции						
	Мясо (свинина)	Молоко	Картофель	Листовые овощи	Нелистовые овощи	Корнеплоды	Ягоды
Удельная активность <sup>137</sup> Cs, Бк/кг	<0,3	<0,058	<2,5	0,058	<0,2	0,072	<3
ДУА <sup>137</sup> Cs, СанПиН	200	100	80	80		80	160
Удельная активность <sup>90</sup> Sr, Бк/кг	<0,02	0,04	0,04 - 0,26	0,14	0,02 - 0,08	0,16	0,014 - 1,14
ДУА <sup>90</sup> Sr, СанПиН	не норм.	25	40	40		40	не норм.

Сравнение с допустимой удельной активностью из СанПиН показало, что максимальные прогнозные данные содержания <sup>137</sup>Cs в продукции в 10 и более раз меньше, а средние значения находятся на пределе обнаружения спектрометрической аппаратуры.

Оценка доз облучения населения на территории зоны наблюдения, а также сельских хозяйств, расположенных далее 10 км от площадки, в существующей обстановке показала, что внешнее облучение преобладает, а суммарная эффективная доза не превышает минимально значимой величины 10 мкЗв в год (рис. 4).

Для оценки воздействия газоаэрозольных выбросов предприятий ОДЭК (модуль фабрикации топлива, реактор БРЕСТ-ОД-300 и модуль переработки топлива) на население важно знать структуру доз облучения. Исследование этого вопроса провели для точки максимальной приземной концентрации 800 – 1000 м от источника выброса. Расчет провели для круговой розы

ветров, категории устойчивости «С», характерной для места расположения ОДЭК. В качестве критической группы населения были выбраны взрослые жители для соблюдения однородности в результатах расчета дозы по разным путям воздействия. Состав радионуклидов в выбросах взят из работ [9, 10].

При расчете дозы облучения населения использовали дозовые коэффициенты: для ингаляционного пути воздействия и внутреннего облучения от перорального поступления, а также для внешнего облучения от облака и поверхности почвы – из руководства [11], а толстослойного источника из [12]. Ингаляционную дозу от радиоактивных благородных газов не рассчитывали. Дозовые коэффициенты ингаляционного облучения от других радионуклидов были выбраны максимальные из всех типов соединений. Принимали, что <sup>3</sup>H выпадает в виде тритированной воды, иод – в элементарном состоянии.

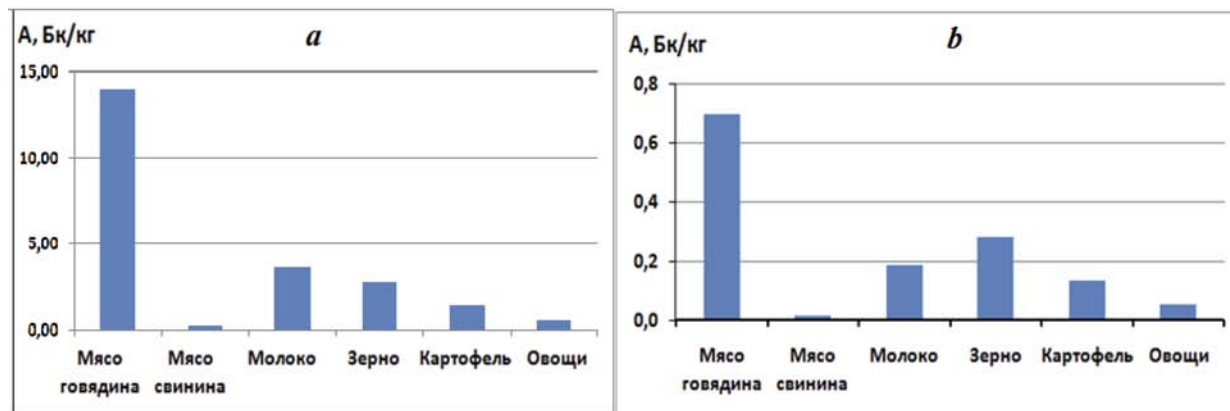


Рис. 3. Прогнозная удельная активность <sup>137</sup>Cs в с.-х. продукции: а – максимальные, б – средние значения

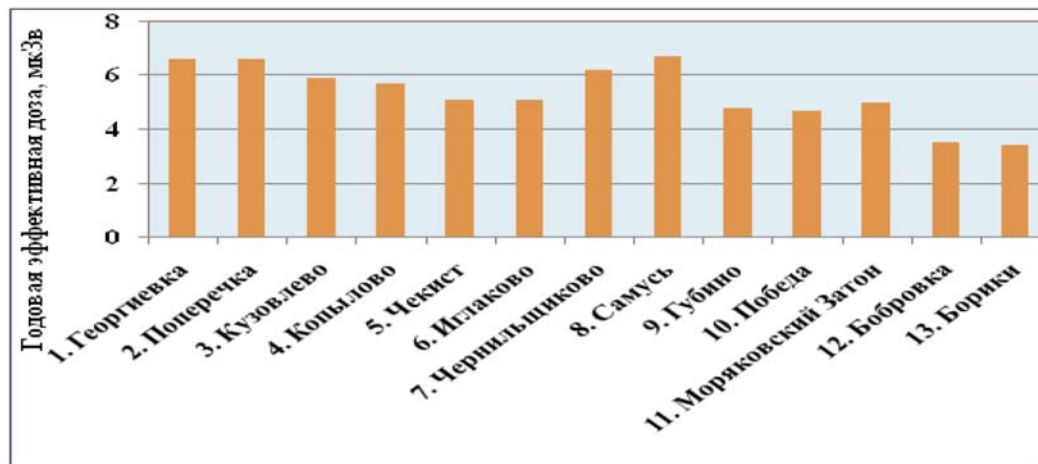


Рис. 4. Годовая эффективная доза облучения населения в зоне наблюдения СХК (включая нежилые населенные пункты) в существующей ситуации.

Расчеты показали, что наибольший вклад в эффективной дозе обусловлен выбросом  $^3\text{H}$  и  $^{14}\text{C}$  0,73 и 1,21 мкЗв соответственно. Это составляет примерно половину суммарной дозы (3,62 мкЗв) от всех выбрасываемых радионуклидов при одновременной работе предприятий ОДЭК. Эффективная доза обусловлена, в основном, пероральным поступлением радионуклидов внутрь организма человека.

Доза от остальных радионуклидов распределится примерно в равном отношении по внешнему и внутреннему пути воздействия (рис.5).

Прогноз воздействия газоаэрозольных выбросов предприятий ОДЭК на население показал, что при нормальной работе эффективная дозы составит мало-значимый вклад в дозу в существующей радиационной обстановке в 30-км зоне СХК и ОДЭК.

Прогноз от постулируемых запроектных аварий проведен для второго периода после аварии, когда ведущим путем поступления радионуклидов при внутреннем облучении будет корневой с продукцией сельских хозяйств 30-км зоны ОДЭК. Этот период в большей степени определяет возможность дальнейшего проживания населения с производством загрязненной продукции ниже установленных пределов в СанПиН 2.3.2.1078-01. Для прогноза содержания радионуклидов в продукции сельских хозяйств использовали данные по выбросу при наиболее тяжелых постулируемых авариях на РУ-БРЕСТ-ОД-300 и модуле переработки

топлива (табл. 2). Прогноз провели по радионуклидам  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$ .

Результаты расчетов содержания радионуклидов в продукции на примере сельских хозяйств с центральными усадьбами в с. Борики и п. Наумовка показаны на рис. 6.

Проведенные оценки содержания  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  при наиболее тяжелых постулируемых авариях на РУ-БРЕСТ-ОД-300 и МП показали, что в период корневого поступления радионуклидов нормативы СанПиН не будут превышены с запасом, и не будет необходимости в проведении специальных защитных мероприятий. При этом нормативное содержание радионуклидов будет обеспечено по всем видам продукции не только для общественных хозяйств, расположенных в основном на расстоянии 25 км от источника выброса, но и для личных подсобных хозяйств в населенных пунктах, расположенных в зоне наблюдения СХК.

## Выводы

1. Годовые дозы облучения населения в существующей радиационной обстановке в 30-км зоне СХК ниже минимально значимой величины 10 мкЗв.

2. Газоаэрозольные выбросы при нормальной и одновременной работе всех модулей ОДЭК соответствуют проектным нормам радиационной безопасности с не менее, чем 10-кратным запасом, по всем путям воздействия на населения, в том числе от трития и радиоуглерода.



Рис. 5. Структура доз от газоаэрозольных выбросов ОДЭК по путям воздействия на население.

Таблица 2. Выброс наиболее значимых при внутреннем облучении радионуклидов во втором периоде при наиболее тяжелых постулируемых запроектных авариях на РУ БРЕСТ-ОД-300 и модуле переработки ОЯТ

Предприятие ОДЭК	Постулируемое событие при запроектной аварии	Радионуклид	Выброс, Бк
РУ БРЕСТ-ОД-300	Разрушение всех твэлов одной ТВС при перегрузке с разгерметизацией газовой полости БР	$^{134}\text{Cs}$	4,34E+12
		$^{137}\text{Cs}$	6,03E+12
Модуль переработки отработавшего топлива	Отказ систем локальной очистки при переработке ОЯТ по пирохимической технологии	$^{90}\text{Sr}$	1,20E+12
		$^{137}\text{Cs}$	3,00E+12

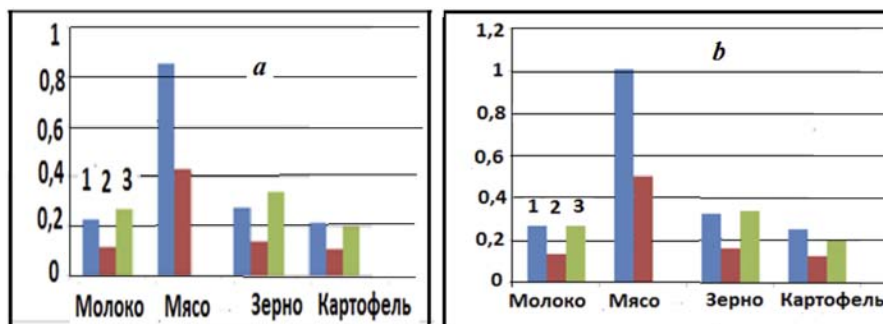


Рис. 6. Удельная активность радионуклидов в с.-х.продукции с. Борики (а) и п. Наумовка (б), Бк/кг: 1 — авария на РУ БРЕСТ-ОД-300, 2 — авария на модуле переработки  $^{137}\text{Cs}$ , 3 — авария на модуле переработки  $^{90}\text{Sr}$ .

3. Содержание радионуклидов  $^{134+137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$  в продукции сельскохозяйственного производства в 30-км зоне СХК, поступающих по корневому пути, при аварийных ситуациях на предприятиях ОДЭК полностью удовлетворяет нормативам СанПиН с многократным запасом.

#### Список литературы

1. Радиационная обстановка на территории России и сопредельных государств. Ежегодник. Обнинск, НПО «Тайфун», 2016. 348 с.

2. Generic models for use in assessing the impact of discharges of radioactive substances to the environment. International Atomic Energy Agency. Safety Reports Series No. 19. Vienna, 2001. 229p.

3. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендуемые методы расчета параметров, необходимых для разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух» (РБ-106-15). Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 ноября 2015 г. N 458. 95 с.

4. BRIGGS, G.A., Diffusion Estimation for Small Emissions, 1973 Ann. Rep., Environmental Research Laboratories, Oak Ridge, TN (1974).

5. Спирин Е.В., Анисимов В.С., Дикарев Д.В., Кочетков И.В., Крыленкин Д.В. Модель прогноза коэффициентов накопления  $^{137}\text{Cs}$  в растениях. Радиационная биология. Радиоэкология. 2013, том 53, №2, с.199-205

6. Отчет о научно-исследовательской работе. Комплексное радиоэкологическое обследование наземных (аграрных, лесных, луговых) и водных экосистем в районе размещения ОДЭК. Фонды ФГБНУ ВНИИРАЭ, г. Обнинск, инв. № 1788 от 23.11.2017 г. 198 с.

7. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. СанПиН 2.3.2.1078-01. С дополнениями и изменениями № 18 от 28 июня 2010 г.

8. Handbook of Parameter Values for the Prediction of Radionuclide Transfer in Terrestrial and Freshwater Environments. TRS-472. IAEA. Vienna, 2010. 208 p.

9. Материалы оценки воздействия на окружающую среду ОДЭК в составе модуля фабрикации, РУ Брест-ОД-300, модулей рефабрикации и переработки ОЯТ. 0306-ОВОС. С.-Петербург: ОАО Головной институт «ВНИПИЭТ», 2013. 314 с.

10. Выбросы из РУ БРЕСТ-ОД-300 при нормальной работе и аварийных ситуациях. Техническая справка. М.: НИКИЭТ, 2016. 16 с.

11. Рекомендуемые методы расчета параметров, необходимых для разработки и установления нормативов предельно допустимых выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии. Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 11 ноября 2015 г., № 458.

12. Eckerman Keith F. Ryman Jeffrey C. External Exposure to Radionuclides in Air, Water, and Soil. Federal Guidance Rep. №. 12., 1993. 238 p.



# МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЙ НА ПМТ ВВЭР

*Жукавин А.П., Осадчая Д.Ю., Фукс Р.Л.  
АО «ИТЦ «ДЖЭТ», Москва*

## Введение

Основным направлением работ АО «ИТЦ ДЖЭТ» является создание полномасштабных и аналитических тренажеров, используемых для подготовки оперативного персонала на УТЦ и для проведения противоаварийных учений, организуемых Кризисным центром «Концерн Росэнергоатом». В течение последних 18-ти лет в дополнение к тренажерной математической модели энергоблока разрабатывается модель для анализа тяжелой стадии запроектных аварий с разрушением активной зоны и корпуса реактора. Особенно актуальной стала эта разработка в свете событий 2011 года на АЭС «Фукусима» и принятого впоследствии решения «Концерн Росэнергоатом» о необходимости разработки руководств по управлению тяжелыми авариями для каждого энергоблока и оснащения всех полномасштабных тренажеров моделями тяжелой аварии.

В настоящее время в АО «ИТЦ ДЖЭТ» разработан программный комплекс SAM (severe accident modeling), позволяющий выполнять на тренажере в режиме реального времени сквозной расчет запроектной аварии от исходного события до тяжелой стадии, включая внутрикорпусную фазу с разрушением активной зоны и корпуса реактора и внекорпусную фазу с удержанием расплава в устройстве локализации расплава или, в случае его отсутствия, с моделированием взаимодействия расплава с бетоном.

В частности моделируются такие процессы, как:

- Разогрев, расплавление и разрушение активной зоны
- Выделение и распространение водорода
- Выделение и распространение радиоактивных продуктов
- Взаимодействие расплава с внутрикорпусными устройствами реактора и с корпусом реактора
- Проплавление или разрушение корпуса реактора
- Взаимодействие расплава с бетоном (образование и увеличение размеров каверны в бетоне, выход газов)
- Удержание расплава в устройстве локализации расплава.

Кроме того моделируются процессы, связанные с мероприятиями РУТА (подача воды на поверхность расплава, решение водородной проблемы, предотвращение разрушения корпуса реактора и др.).

## Конфигурация программного комплекса

Программный комплекс SAM для моделирования внутрикорпусной стадии аварии разрабатывался с учетом требований интеграции этой модели с моделью теплогидравлики и нейтронно-физической моделью реакторной установки, в частности, с интегральной моделью реактора.

Интегральная модель реактора включает в себя полнокассетную модель активной зоны, где каждая ТВС моделируется в отдельности. Равным образом в эту модель входит аксиальное и секторальное (в плане) моделирование реактора, моделируются поперечные потоки между каналами активной зоны и параллельными секторами в расчетной схеме реактора, а также вклю-

чены тяжелоаварийные модули для описания внутрикорпусной фазы тяжелой аварии. Это дает возможность проводить сквозной расчет от исходного события до тяжелой стадии, которая заканчивается проплавлением корпуса реактора, вытеканием расплава на бетон или в устройстве локализации расплава (УЛР), если им оснащен блок.

Модуль для анализа процессов, протекающих в активной зоне реактора типа ВВЭР, обеспечивает моделирование процессов, протекающих в активной зоне при ее разогреве, плавлении и деградации на тяжелой стадии запроектной аварии. Основными задачами такого моделирования является определение:

- распределения температур по активной зоне, с учетом мощности остаточных тепловыделений, неравномерности распределения тепловыделений по активной зоне и теплового эффекта паро-циркониевой реакции;
- изменения геометрии ТВЭЛ и каналов теплоносителя в активной зоне;
- выхода водорода и распространения его по первому контуру;
- количества разгерметизированных ТВЭЛ, выхода радиоактивных продуктов, накопленных под оболочкой ТВЭЛ, и распространения их по первому контуру;
- выхода расплавленных материалов активной зоны (состав, массы и энергии) в нижнюю камеру реактора.

## Расчетная схема

При моделировании температурных полей учитывается неравномерность энерговыделений по высоте и радиусу активной зоны, которая рассчитывается в рамках отдельной нейтронно-физической модели активной зоны, интегрированной в тренажерный программный комплекс.

Нейтронно-физическая и теплогидравлическая модели активной зоны, входящие в модель интегрального реактора, работают по расчетной схеме, включающей в себя каждую ТВС с разбиением на аксиальные участки. Для реакторов типа ВВЭР-1200 — это 163 бесчехловых ТВС с разбиением на 15 аксиальных ячеек каждая, для ВВЭР-440 — 349 топливных кассет (РК и АРК) с разбиением по высоте на 16 ячеек. Для всех ячеек учитывается теплообмен с твердыми стенками.

В расчетной схеме реактора верхняя и нижняя камеры реактора, а также опускной кольцевой канал разбиваются на 6 секторов с поперечными связями между собой:

- 6 элементов моделируют верхнюю камеру от выхода из активной зоны до выходных патрубков реактора;
- 6 элементов моделируют нижнюю камеру от перфорированного эллиптического днища шахты (13) до нижней решетки днища шахты;
- 6 элементов моделируют верхнюю часть опускного кольцевого канала с кольцом входных патрубков;
- 6 элементов моделируют основной участок опускного кольцевого канала;
- 1 элемент моделирует объем под крышкой реактора;
- 1 элемент моделирует объем между днищем реактора и перфорированным эллиптическим днищем шахты;
- 6 элементов моделируют верхнюю часть нижней камеры реактора между верхней и нижней решетками днища камеры.
- 4 группы ТВС по (41, 41, 41, и 40) ТВС в каждой связаны с одним из четырех секторов нижней и верхней

камер; при этом моделируется каждая ТВС и для каждой ТВС вводится аксиальное разбиение на 15 аксиальных ячеек (для ВВЭР-1200);

- 6 групп рабочих кассет по 46 кассет в каждой моделируются элементами (4); каждая из этих групп связана с одним из шести секторов нижней и верхней камер; моделируется каждая кассета, при этом для каждой кассеты вводится аксиальное разбиение на 16 аксиальных ячеек (для ВВЭР-440);
- 6 групп надставок кассет АРК по 12 надставок в пяти группах и 13 надставок в одной группе моделируются элементами (4); каждая из этих групп связана сверху с одним из шести секторов верхней камеры, и снизу — с соответствующей группой ТВС АРК (5); моделируется каждая ТВС АРК, при этом для каждой кассеты вводится аксиальное разбиение на 16 аксиальных ячеек (для ВВЭР-440);

Моделируются также поперечные перегородки между элементами.

6 элементов соединены с выходными патрубками реактора. В два из них осуществляется подача воды от гидроемкостей САОЗ.

В 6 элементов осуществляется вход воды из холодных ниток петель. В два из них осуществляется подача воды от гидроемкостей САОЗ.

В расчетную схему входит также связь с системой аварийного газоудаления (из объема под крышкой реактора) и связь с подреакторным объемом шахты реактора, которая открывается при проплавлении корпуса реактора и переходе аварии во внекорпусную стадию.

В расчете учитывается возможность:

- выделения водорода и тепла при паро-циркониевой реакции,
- выхода радиоактивных веществ из-под оболочек ТВЭЛ при их разгерметизации,

- выделения тепла при перемещении расплавленных материалов активной зоны в нижнюю камеру реактора,
- взаимного излучения от разогретых поверхностей расплава и стенок корпуса реактора,
- подачи воды в реактор в рамках мероприятий по управлению тяжелой аварией,
- расплавления решеток,
- образования блокад в отдельных ТВС при образовании и стекании расплава, с частичной или полной блокадой проходного сечения,
- разгерметизации корпуса реактора при его проплавлении и переходе тяжелой аварии во внекорпусную стадию.

Каждая ТВС характеризуется эквивалентным ТВЭЛом, для которого и выполняется расчет. При этом предполагается, что все ТВЭЛы в данной ТВС подобны эквивалентному ТВЭЛу.

Распределение температуры по радиусу ТВЭЛа определяется решением одномерного радиального уравнения теплопроводности для каждого контрольного объема эквивалентного ТВЭЛа. Кроме того, учитываются тепловые потоки между аксиальными ячейками за счет аксиальной теплопроводности и тепловые потоки между нижними и верхними торцами ТВЭЛ и, соответственно расчетными ячейками верхней и нижней камер реактора за счет конвективного теплообмена и теплового излучения.

При решении одномерного уравнения радиальной теплопроводности каждый контрольный объем разбивается на семь радиальных слоев с динамически изменяющимися радиусами (рис.3): диоксид урана  $UO_2$  (слой 1,2,3); гелиевый зазор между топливом и оболочкой (слой 4); цирконий или раствор  $U-Zr-O$  (слой 5); двуокись циркония (слой 6); зона перемещения (слой 7).

Расчетная схема реактора

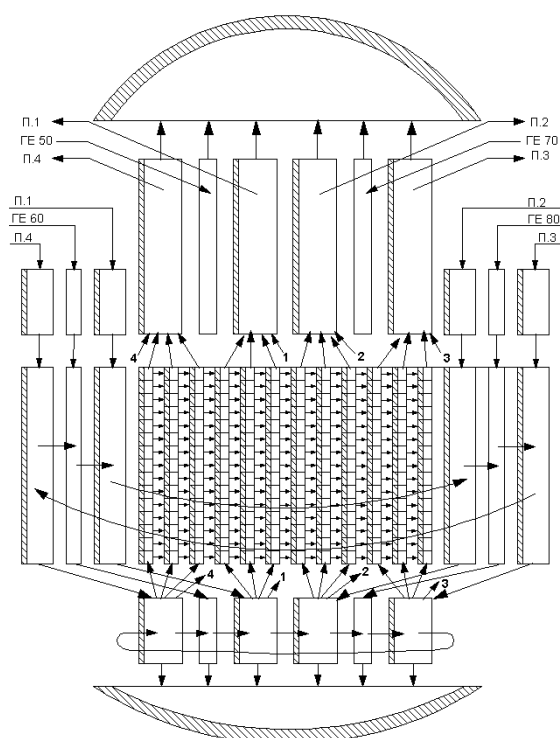


Рис. 1. Расчетная схема реактора ВВЭР-1200

Расчетная схема реактора

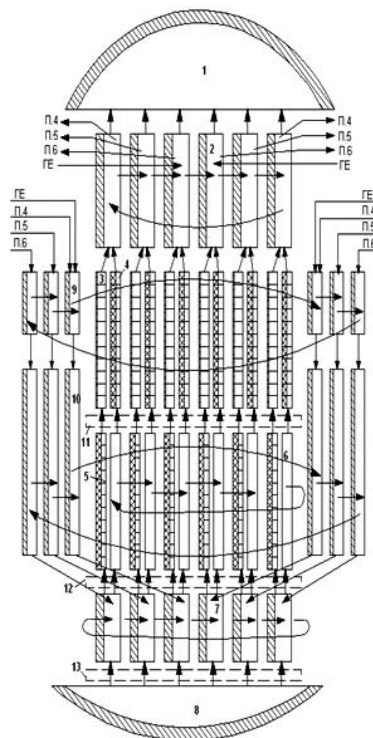


Рис. 2. Расчетная схема реактора ВВЭР-440

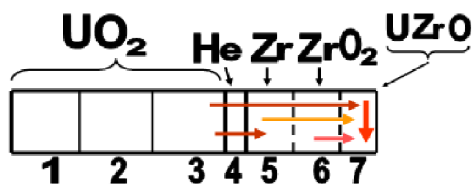


Рис. 3. Расчетная схема радиальной ячейки ТВЭЛа

При расчете каналов активной зоны моделируется распределение паросодержаний, температур, коэффициентов теплопередачи и свойств теплоносителя.

Для бесчехловых кассет для каждой грани шестиугольной аксиальной расчетной ячейки учитывается поперечный расход теплоносителя между смежными ячейками.

При перемещении расплава в случае тяжелой аварии и застывании его в определенных сечениях с образованием блокад для каждой кассеты учитывается влияние перекрытия сечения на расход теплоносителя и на расчет коэффициента теплоотдачи.

### Пакет тяжелоаварийных модулей и их интерфейс

При моделировании температурных полей учитывается неравномерность энерговыделений по высоте и радиусу активной зоны, которая рассчитывается в рамках отдельной нейтронно-физической модели активной зоны, интегрированной в тренажерный программный комплекс.

Пакет тяжелоаварийных модулей включает в себя моделирование внутрикорпусной и внекорпусной стадий аварии. На внутрикорпусной стадии моделируются температурные поля и основные процессы, протекающие в активной зоне, нижней камере и корпусе реактора, а на внекорпусной стадии – процессы на бетоне и в УЛР (если блок оборудован ловушкой), происходящие при разгерметизации корпуса реактора.

Интерфейс между модулями теплогидравлики первого контура и тяжелоаварийными модулями осуществляется через следующие параметры:

- тепловые потоки от ТВЭЛ к теплоносителю в каналах активной зоны;
- тепловые потоки от фрагментов расплава к пароводяной смеси в нижней камере реактора;
- массовые расходы водорода, образованного при паро-циркониевой реакции на ТВЭЛах и на фрагментах расплава в нижней камере;
- потоки радиоактивных продуктов от разгерметизированных ТВЭЛов в каналы активной зоны.

Интерфейс между ПК SAM и теплогидравлическими моделями других технологических систем осуществляется через расходы, температуры, давления, паросодержания, концентрации неконденсирующихся газов, концентрации примесей, положения задвижек и регулирующих клапанов, статусы оборудования для следующих связей между первым контуром и смежными системами:

- течи из первого контура в контейнмент;
- подвод основной и аварийной питательной воды в парогенераторы;
- отвод пара из парогенераторов в ГПК, БРУА, ПК ПГ;
- сброс среды из ПК КД;
- подвод воды от активной и пассивной частей САОЗ;
- тепловые потоки от корпуса реактора и от поверхности расплава (на внекорпусной стадии аварии).

### Температурные поля в расплаве и корпусе реактора

Для моделирования теплового состояния расплава на днище реактора используется двумерная осесимметричная модель теплопроводности для расплава и корпуса реактора. Учитывается стратификация расплава на тяжелую и легкую фракции. При моделировании теплопередачи между расчетными ячейками учитывается фазовое состояние материалов.

Учитывается теплообмен между слоями расплава, корпусом реактора, структурами верхней камеры реактора и атмосферой внутри контейнмента, а также теплоотвод от реактора к внутренней поверхности контейнмента и от наружной поверхности контейнмента в окружающую атмосферу.

Расчетная схема двумерной осесимметричной модели теплопроводности приведена на рис. 4.

При разбиении расплава на слои выделяется узкая трехслойная зона, прилегающая к корпусу и днищу реактора. Кроме того, такая же зона выделяется в верхней части нижнего более тяжелого слоя расплава ( $UO_2$ ) на границе с верхней, более легкой, частью расплава (металлы и легкие окислы). Это делается для учета возможности образования тонких корок на верхней поверхности расплава и поверхностях, прилегающих к корпусу и днищу реактора.

Разрушение днища корпуса реактора моделируется на основе анализа распределения температур в корпусе реактора и нагрузок на днище. Принимается, что откачка днища происходит либо по фактору превышения действующих в днище напряжений над допустимыми, либо по достижению максимальной температуры на поверхности корпуса реактора заданного значения.

Проплавление стенки корпуса реактора наблюдается в зоне легкой составляющей слоя кориума (металлы) недалеко от границы этой зоны с зоной тяжелой составляющей слоя кориума (двуокись урана). Геометрически это близко к зоне сварного шва днища корпуса.

### Поведение расплава в УЛР

После проплавления корпуса реактора начинается внекорпусная стадия аварии. Для блоков, оборудованных УЛР, расплав попадает в ловушку.

В ПК SAM моделируется подача воды в теплообменники УЛР, ее последующий нагрев и кипение в режиме отвода тепла от расплава, поступившего в ловушку, а также подача воды на поверхность расплава.

Моделируется постепенное заполнение ловушки расплавом, его взаимодействие с жертвенным материалом, процессы выделения водяного пара и водорода при взаимодействии расплава с бетоном, входящим в состав жертвенного материала, и с поданной на расплав водой, а также моделируется теплообмен в УЛР.

В модели рассматривается растворение жертвенного материала в расплаве в результате только теплового взаимодействия. Таким образом, после выравнивания температур в расплаве и жертвенном материале предполагается, что происходит переход от эвтектики расплава к эвтектике расплава и жертвенного материала.

Основной задачей такого моделирования является определение временных характеристик процессов, протекающих в устройстве локализации, определение температур расплава, конструкционных материалов ловушки и воды, подаваемой в УЛР, а также обработка

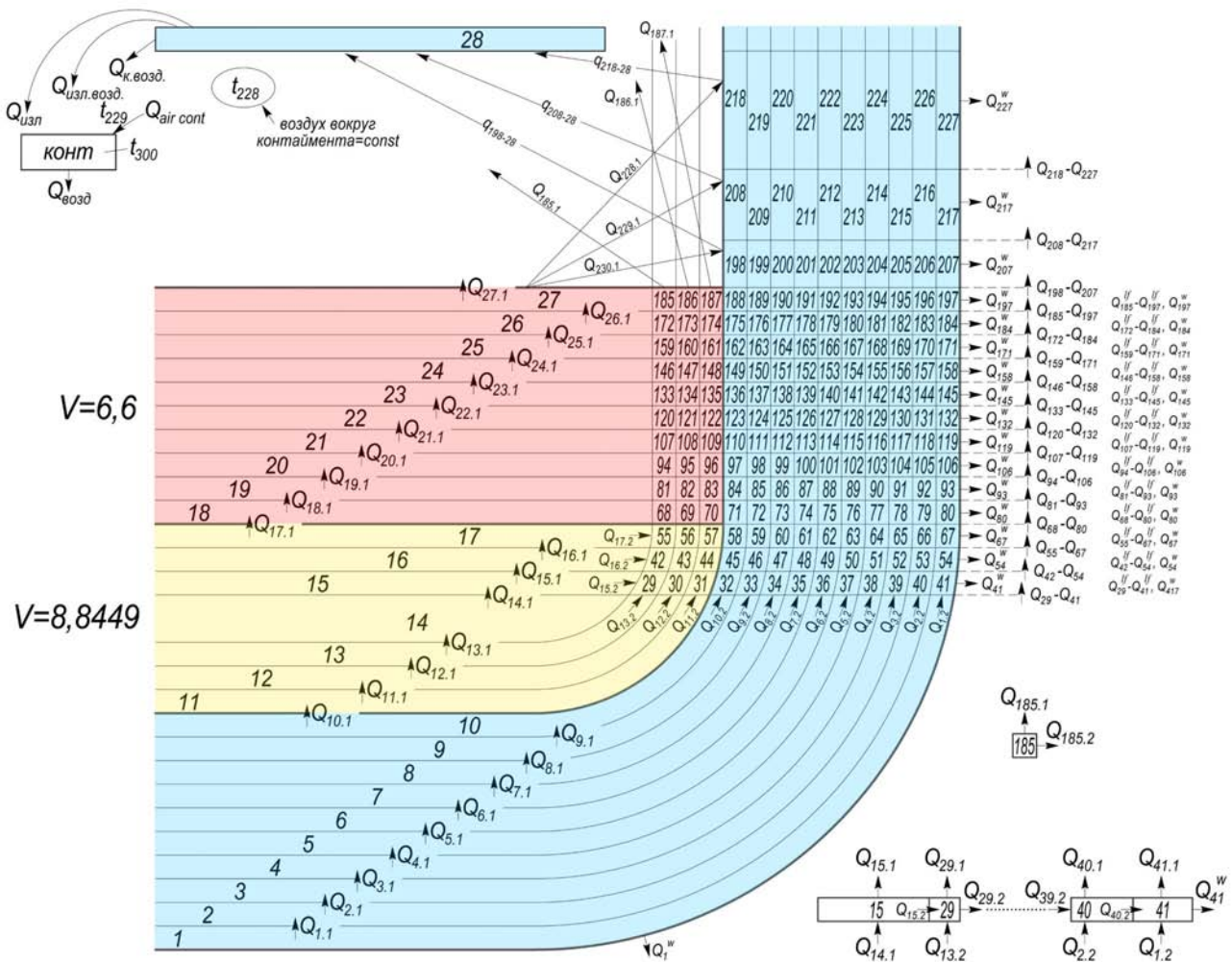


Рис. 4. Расчетная схема двумерной модели теплопроводности (расплавы на дне)

мероприятий по управлению тяжелой аварией (подача воды на расплав и др.).

В расчетную схему УЛР, рис.5, включены основные конструктивные компоненты: плита нижняя (2-5), бетонная консоль (7-9), блоки жертвенного материала (17-21), расположенного в корзине, корпус корзины (41-55), теплообменники с водой (24-25), слой воды на поверхности расплава (11), слой изоляции (2, 8, 9, 22), слой расплава (12-16), воздушные зазоры и объемы (6, 10, 26), (бетонные стены (27).

### Взаимодействие расплава с бетоном

В случае, если блок не оборудован устройством локализации расплава, кориум попадает на основание цилиндрической бетонной шахты, в которой расположен реактор. Расчетная схема этой модели приведена на рис. 6.

Вытекание расплава из корпуса реактора происходит в течение некоторого времени (по умолчанию предполагается - в течение 30 минут). На этой стадии (рис. 6а) выделяются три расчетных слоя (2, 7, 8):

- слой 7 – это первая порция расплава, попавшая на бетонное основание в момент разгерметизации корпуса. Толщина этого слоя остается постоянной;
- слой 2 – это накапливающийся расплав, вытекающий из корпуса. Масса компонентов в этом слое и его толщина постоянно возрастают;
- слой 8 – верхний тонкий слой бетона;

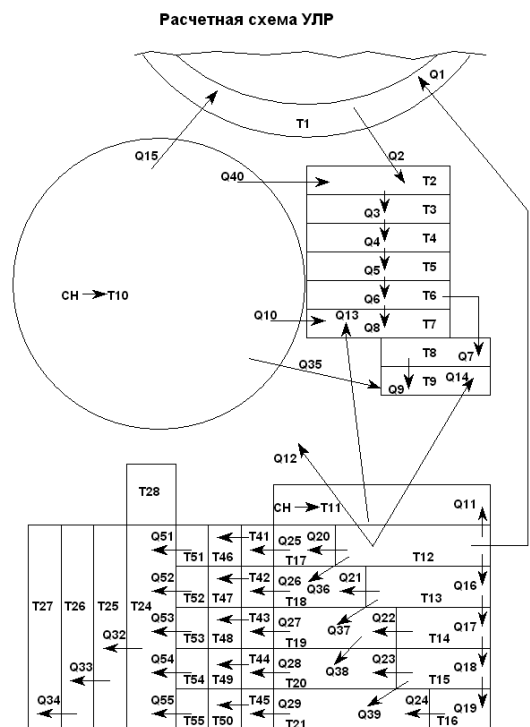


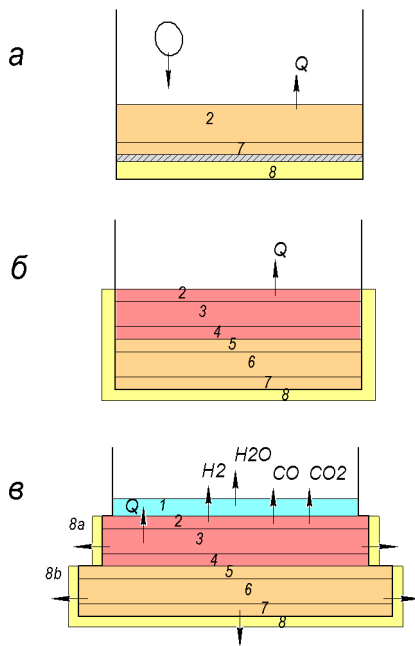
Рис. 5. Расчетная схема тепловых потоков в УЛР

- между слоями 7 и 8 расположен нерасчетный слой металлической облицовки. Он не входит в расчетную схему для определения температур, но его термическое сопротивление учитывается при расчете теплообмена между расплавом (слой 7) и бетоном (слой 8). Этот слой допускает тепловое взаимодействие между расплавом и бетоном, но непосредственного контакта, деструкции бетона и химических реакций на этом этапе нет. Предполагается, что за время вытекания расплава произойдет проплавление металлической облицовки.

После полного вытекания расплава постулируется его стратификация на два слоя, (рис. 6б). Внизу располагается слой тяжелых окислов ( $UO_2$ ) (5-7), вверху располагается слой металлов и легких окислов (2-4).

Кроме того, в расчетной схеме выделяют слой бетона в зоне абляции (8) и слой воды, подаваемой на поверхность расплава (1) (рис. 6в).

В ПК SAM на этой стадии тяжелой аварии определяются температуры в слоях расплава, моделируется образование и рост каверны в бетоне (продвижение фронта абляции) (слои 8а, 8б) за счет постепенного разрушения слоев бетона, соприкасающихся с поверхностью расплава, определяются расходы газов ( $H_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ), выделяющихся в результате химических реакций в объеме контейнмента и рассчитываются тепловые потоки с поверхности расплава к среде подреакторного объема и к корпусу реактора.



**Рис. 6.** Расчетная схема модели взаимодействия расплава с бетоном

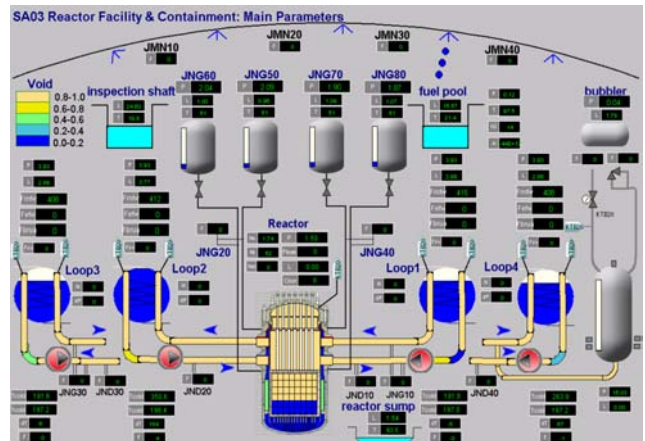
- вытекание расплава на бетонное основание с металлической облицовкой
- стратификация расплава на бетонном основании и начало взаимодействия расплава с бетоном
- образование и расширение каверны в бетоне, подача воды на поверхность расплава

### Визуализация процессов тяжелой аварии

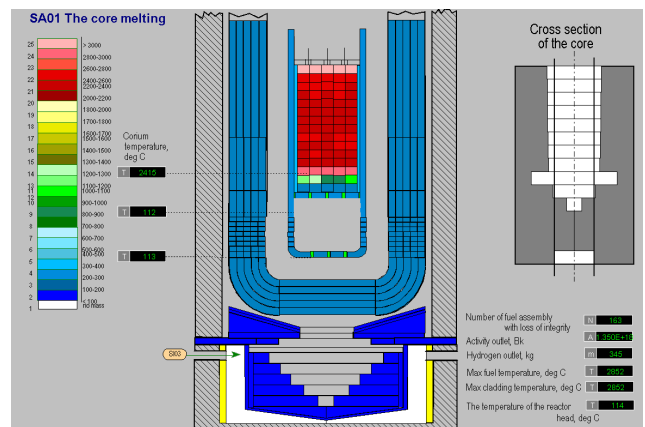
Для визуализации процессов тяжелой аварии были разработаны несколько видеокладов. Видеоклад, представленный на рис. 7, отображает состояние реакторной установки. В зависимости от паросодержания меняется цветовая гамма в реакторе и трубопроводах.

Показаны динамически меняющиеся уровни в гидромемках (ГЕ), в парогенераторах (ПК) и в конденсаторе давления (КД). А также отображаются основные теплогидравлические параметры (температура, давление, расход) в реакторной установке и в контейнменте.

На рис.8 отображен видеоклад, который дает более детальное представление о процессах, происходящих в реакторе и в УЛР. Визуализация температурных полей осуществляется с использованием цветовой шкалы. Представлено изменение полного проходного сечения активной зоны вследствие стекания расплавленных материалов активной зоны и образования блокад при затвердевании расплавленных масс.



**Рис. 7.** Реакторная установка и контейнмент: основные параметры



**Рис. 8.** Расплавление активной зоны

Осуществлена визуализация процесса перемещения расплавленных материалов на перфорированное днище шахты реактора и днище корпуса реактора, а также момента разрушения корпуса реактора и перемещение расплава из реактора в УЛР с постепенным ее заполнением.

Отображаются процессы подачи воды и заполнение водой теплообменников УЛР и объема между УЛР и днищем корпуса реактора.

Этот видеоклад позволяет отследить:

- начало и интегральный выход из реактора водорода;
- начало разгерметизации ТВЭЛ в ТВС и число разгерметизированных ТВС и связанный с этим интегральный выход продуктов деления;
- максимальную температуру топлива;
- температуру внутри реактора на отметке нижней опорной решетки активной зоны;

- температуру внутри реактора на отметке перфорированного днища шахты реактора;
- температуру внутри реактора между днищем шахты и днищем корпуса реактора;
- максимальную температуру на поверхности корпуса реактора.

#### Выводы

1. Разработанный программный комплекс SAM детально моделирует аварийные ситуации, переходящие в тяжелую стадию в режиме реального времени.
2. Данный комплекс рекомендован для отработки оперативных действий при протекании аварийной ситуации.
3. ПК SAM может использоваться для проверки эффективности мероприятий РУТА.

## ПЕРЕСМОТР ПОДХОДОВ К АВАРИЙНОМУ ЗОНИРОВАНИЮ ТЕРРИТОРИЙ В РАЗРЕЗЕ УЧЕТА СОБЫТИЙ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ЗАПРОЕКТНЫХ АВАРИЙ НА НЕСКОЛЬКИХ БЛОКАХ АЭС

*Косов А.Д., Орехов А.А., Илларионенкова Д.В.  
АО «ВНИИАЭС», г. Москва*

Многолетний опыт эксплуатации АЭС продемонстрировал возможность возникновения аварий одновременно на нескольких энергоблоках расположенных в пределах одной площадки.

К таким событиям можно отнести пожар на Армянской АЭС (15 октября 1982 г), обесточивание всех энергоблоков Кольской АЭС (2 февраля 1993 г) в результате экстремального штормового ветра, аварийный останов 3,4,7 блоков АЭС Кашивазаки - Карива (Япония, 16 июля 2007 г.) в результате землетрясения.

Последнее подобное событие случилось 11 марта 2001 г, когда Великое восточно-японское землетрясение с последующим катастрофическим цунами привели к полному обесточиванию на АЭС Фукусима-1 и тяжелой запроектной аварии на энергоблоках 1, 2, 3 и бассейне выдержки ОЯТ энергоблока 4. Данное событие оценено максимальным уровнем 7 по шкале ИНЕС [1].

Анализ опыта реагирования на аварию на АЭС Фукусима-1, изложенный в Докладе Генерального директора МАГАТЭ, явился мощной предпосылкой для пересмотра ряда стандартов МАГАТЭ, в том числе, в части учета возможности одновременного возникновения аварии на нескольких ОИАЭ в пределах одной площадки [2]. Это отражено в требовании 6 п. 5.4 публикации GSR p.7, который устанавливает, что «в случае площадки, на которой расположены несколько установок категорий I и II, должны быть осуществлены надлежащие мероприятия по управлению аварийным реагированием на всех установках, если на каждой из них одновременно возникают аварийные условия [3]. Они должны включать мероприятия по управлению развертыванием персонала, осуществляющего реагирование на площадке и за пределами площадки, и по его защите».

Пересмотр стандартов МАГАТЭ в части учета событий с одновременным возникновением аварий на нескольких ОИАЭ, находящихся в пределах одной площадки, повлиял на развитие отечественной нор-

мативной базы, так в НП-001-15 данное требование изложено в следующем содержании «4.5.2. Планы мероприятий должны предусматривать меры на случай одновременного возникновения запроектных аварий на нескольких блоках АС и иных ОИАЭ, расположенных на площадке АС, которые сопровождаются нарушениями инфраструктуры вне площадки АС (например, блокированием подъездных путей, нарушениями электроснабжения АС, нарушениями связи)» [4].

Требование об учете многоблочных событий влечет за собой необходимость развития подходов к процессу аварийного планирования, базисным аспектом которого является расчет и обоснование размеров зон аварийного планирования.

Как отмечалось в работе [5] проблема аварийного зонирования территорий вокруг АЭС в Российской Федерации остается открытой. В документах различных ведомств (Минздрав России, Ростехнадзор, МЧС России) установлено несколько не согласованных друг с другом систем аварийного зонирования. Даже в тех случаях, когда формально номенклатура зон совпадает, устанавливаются различные критерии определения их размеров.

В АО «Концерн Росэнергоатом» одновременно действуют сразу две методики аварийного зонирования [6] и [7], которые с одной стороны противоречат друг другу, а с другой стороны существенно устарели по сравнению с действующей нормативной базой РФ, а также современными международными стандартами.

Таким образом остро встает вопрос методологии выбора сценария многоблочного события, в соответствии с которым осуществляется расчет и обоснование размеров зон аварийного планирования в районе размещения АЭС.

Предлагается следующий подход к выбору сценария аварии:

- тяжелая запроектная авария на одном из ОИАЭ (энергоблоке) находящимся на данной площадке;
- запроектная авария с минимальными радиационными последствиями в результате успешных действий персонала по управлению аварией на остальных ОИАЭ (энергоблоках).

Подобный подход реализован в Плане мероприятий по защите персонала в случае аварии на Кольской АЭС. Где в результате полного обесточивания станции на одном энергоблоке происходит тяжелая запроектная авария, а на остальных энергоблоках и объектах в пределах площадки рассматриваются события без радиационных последствий.

В таком случае встает вопрос выбора сценария конкретной тяжелой аварии для расчета и обоснования размеров аварийных зон, с соответствующей степенью повреждения активной зоны, которая в свою очередь непосредственно влияет на тяжесть радиационных последствий. В соответствии с НП-001-15 «Тяжелая авария - запроектная авария с повреждением твэлов выше максимального проектного предела» [4].

Максимальный проектный предел повреждения твэлов для различных типов определены в НП-082-07 [8]. Например, для реакторных установок ВВЭР и РБМК он соответствует не превышению следующих предельных параметров:

- температура оболочек твэлов должна быть не более 1200°С;
- эквивалентная степень окисления оболочек твэлов должна быть не более предельного значения, уста-

навливаемого в проекте на основе экспериментальных данных;

- доля прореагировавшего циркония в активной зоне должна быть не более 1% его массы в оболочках ТВЭЛОВ;
- максимальная температура топлива должна быть не выше температуры плавления.

Однако верхний уровень или характеристики тяжелой аварии для противоаварийного планирования не определены (Рис. 1).

## ТЯЖЕЛАЯ АВАРИЯ

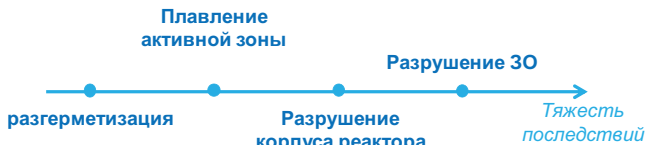


Рис. 1. Спектр тяжелых аварий

Таким образом, степень повреждения для конкретной реакторной установки лежит в пределах от разгерметизации оболочек ТВЭЛОВ до плавления топлива и разрушения защитной оболочки реактора, что непосредственно влияет на тяжесть радиационных последствий, а следовательно на размеры зон аварийного планирования.

Следует отметить, что документы МАГАТЭ EPR-NPP 2013 предостерегают от установления излишне больших размеров аварийных зон, так как это в значительной мере может снизить эффективность аварийного планирования в них [9]. Также рекомендуется при обосновании размеров зон исходить из анализа безопасности конкретной АЭС.

В соответствии с современными публикациями МАГАТЭ [3], [10], [11] рекомендуется использовать вероятностный подход при аварийном планировании. Основой этого подхода является ограничение спектра тяжелых аварий конкретным значением вероятности их протекания  $P'$  (Рис. 2).

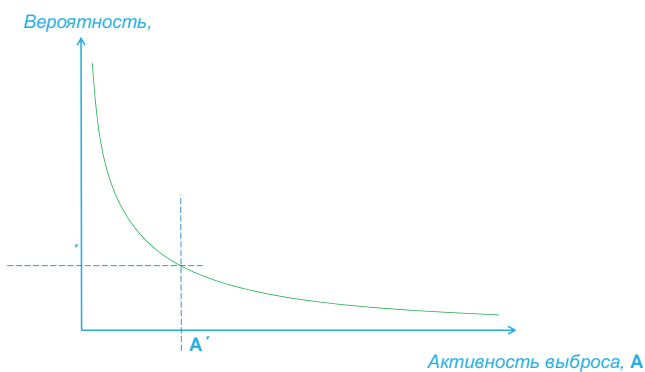


Рис. 2. Гипотетический спектр тяжелых аварий в зависимости от величины выброса

В таком случае, для площадки, на которой расположено несколько энергоблоков различных проектов, рассматривается спектр тяжелых аварий и выбирается авария на энергоблоке с максимальными радиационными последствиями для заданного значения вероятности  $P'$ , а для остальных энергоблоков рассматриваются события без существенных радиационных последствий.

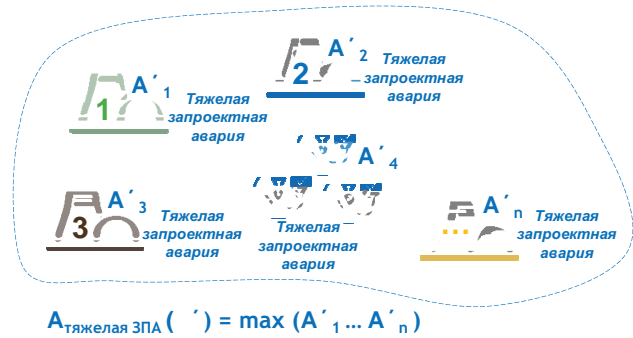


Рис. 3. Вероятностный подход к выбору тяжелой аварии для составления Плана

При использовании такого подхода встает вопрос выбора конкретного численного значения вероятности для ограничения спектра рассматриваемых запроектных аварий.

Обоснование конкретного численного значения вероятности тяжелой аварии представляется отдельной задачей, однако в нормативных документах упоминаются некоторые значения на которые следует ориентироваться (Рис. 4).

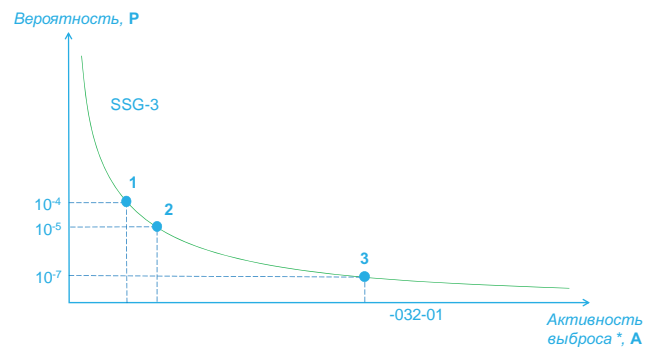


Рис. 4. Характерные значения вероятности аварий на энергоблоках АЭС

К этим значениям можно отнести следующие:

- 1) Максимальную вероятность повреждения активной зоны  $\sim 10^{-4}$  документе МАГАТЭ SSG-3 [12].
- 2) Целевые ориентиры безопасности установленные в п 1.2.17 НП-001-15 [4]:
  - не превышение суммарной вероятности тяжелых аварий для каждого блока АС на интервале в один год, равной  $10^{-5}$ ;
  - не превышение суммарной вероятности большого аварийного выброса для каждого блока АС на интервале в один год, равной  $10^{-7}$ ;
  - не превышение суммарной вероятности тяжелых аварий для имеющихся на АС хранилищ ядерного топлива (не входящих в состав блоков АС) на интервале в один год, равной  $10^{-5}$ .
- 3) Вероятность предельного аварийного выброса  $10^{-7}$  установленная в НП-032-01 [13].

Для решения рассмотренных выше вопросов целесообразно разработать/актуализировать Методику аварийного зонирования территорий в районе расположения АЭС, которая:

- отразит консолидированный подход к аварийному зонированию территорий, т.к. требует согласования с основными участниками процесса аварийного планирования и реагирования (проектировщик, Ростехнадзор, ФМБА России);

- определит подход к выбору сценария для расчета и обоснования размеров аварийных зон, в том числе с учетом многоблочных событий;
- отразит вероятностный подход и включит в себя обоснование выбора конечного значения вероятности, для ограничения спектра рассматриваемых аварий и выбора реалистичных сценариев;
- будет соответствовать современным международным и российским требованиям в области радиационной безопасности.

### Выводы

1. Многолетний мировой опыт эксплуатации АЭС продемонстрировал возможность одновременного возникновения запроектных аварий сразу на нескольких ОИАЭ в пределах одной площади.

2. В Российской Федерации отсутствует единый подход к обоснованию и установлению размеров аварийных зон.

3. Учет многоблочных событий вносит дополнительную неопределенность в существующие в российской практике подходы к аварийному зонированию.

4. Следует определить: каким подходом руководствоваться при выборе сценария многоблочного события для расчета и обоснования размеров аварийных зон.

5. Целесообразным является вероятностный подход к выбору многоблочного событий, что позволит рассматривать наиболее реалистичные сценарии, уходя от излишнего консерватизма и обеспечит следование современным стандартам МАГАТЭ.

6. Существуют основательные предпосылки для пересмотра и актуализации методики аварийного зонирования территорий в районе расположения АЭС.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Международное агентство по атомной энергии. ИНЕС. Международная шкала ядерных и радиологических событий. Руководство для пользователей, МАГАТЭ, Вена, 2010

2. Международное агентство по атомной энергии. Авария на АЭС «Фукусима-дайти». Доклад Генерального директора. МАГАТЭ. 2015

3. Международное агентство по атомной энергии. Готовность и реагирование в случае ядерной или радиологической аварийной ситуации. Общие требования безопасности №GSR Part 7, МАГАТЭ, Вена, 2016

4. НП-001-15 Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций»

5. Иванов, Е.А Проблемы аварийного зонирования территорий вокруг АЭС/ Е.А. Иванов, А.Д. Косов, Д.В. Илларионенкова// АНРИ. -2016. - № 4 (87) 2016

6. МТ 1.3.2.06.028.0013-2008. Методика «Определение размеров зон планирования мероприятий в случае радиационной аварии на АС»

7. МТ 1.2.5.05.0110-2012. Методика определения размеров зон планирования защитных мероприятий в случае аварии на атомной станции

8. НП-082-07 Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций»

9. Международное агентство по атомной энергии. Меры по защите населения в случае тяжелой аварии на легководном реакторе. EPR-NPP. Действия по защите населения, МАГАТЭ, Вена, 2013

10. Разработка и применение вероятностной оценки безопасности уровня 2 для атомной электростанции. Специальное руководство по безопасности №SSG-4, МАГАТЭ, Вена, 2014

11. Оценка безопасности установок и деятельности. Общие требования безопасности №GSR Part 4, МАГАТЭ, Вена, 2009

12. Разработка и применение вероятностной оценки безопасности уровня 1 для атомной электростанции. Специальное руководство по безопасности №SSG-3, МАГАТЭ, Вена, 2014

13. НП-032-01 Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности

## РАСЧЕТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЗАДАЧ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ПРИ ЗАПРОЕКТНЫХ И ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЯХ

*Киселев А.Е., Долганов К.С., Томащук Д.Ю., Бакин Р.И., Киселев А.А., Красноперов С.Н.*

*Институт проблем безопасного развития атомной энергетики Российской академии наук (ИБРАЭ РАН), г.Москва*

ИБРАЭ РАН с 1999 года в тесном сотрудничестве с отраслевыми организациями ведет работы по созданию, верификации и практическому применению программных средств, необходимых для обоснования безопасности действующих и проектируемых АЭС с ВВЭР при адекватном учете тяжелых аварий с разрушением активной зоны реакторов. ИБРАЭ РАН при обосновании безопасности обеспечивает моделирование событий и физических процессов тяжёлых аварий, начиная от инициирующего события до потенциального радиоактивного выброса в окружающую среду, атмосферного переноса и дозовых нагрузок на население. Современным инструментом для выполнения таких расчетов являются программные средства СОКРАТ и НОСТРА-ДАМУС. Связка этих кодов обеспечивает сквозной согласованный расчет всех стадий аварийного процесса от исходного события аварии до доз облучения населения и не имеет аналогов в России.

Последняя версия кода СОКРАТ (СОКРАТ/В3) предназначена для численного моделирования тяжелых запроектных аварий, включая образование и перенос радиоактивных веществ на реакторных установках корпусного типа с водой под давлением типа ВВЭР.

Код СОКРАТ/В3 предназначен для численного моделирования тяжелых запроектных аварий, включая образование и перенос радиоактивных веществ на реакторных установках корпусного типа с водой под давлением типа ВВЭР. Версия В3 является развитием аттестованной версии СОКРАТ/В1 в область моделирования накопления радиоактивных веществ в топливе и поведения радиоактивных веществ в первом, втором контурах и в защитной оболочке (ЗО) реакторной установки (РУ), а также физико-химических и теплогидравлических процессов в устройстве локализации расплава (УЛР), с целью расчёта источника радиоактивных веществ в окружающую среду при тяжёлых авариях.

В частности, код СОКРАТ/В3 позволяет решать следующие задачи (рис. 1):

- расчёт массы и активности продуктов деления (ПД), накопленных в топливе за время нормальной эксплуатации реактора;
- моделирование выхода ПД из топливной таблетки (UO<sub>2</sub>) в газовый зазор и поведение ПД в газовом зазоре;
- моделирование выхода ПД из газового зазора в первый контур реакторной установки после разгерметизации оболочки твэла;



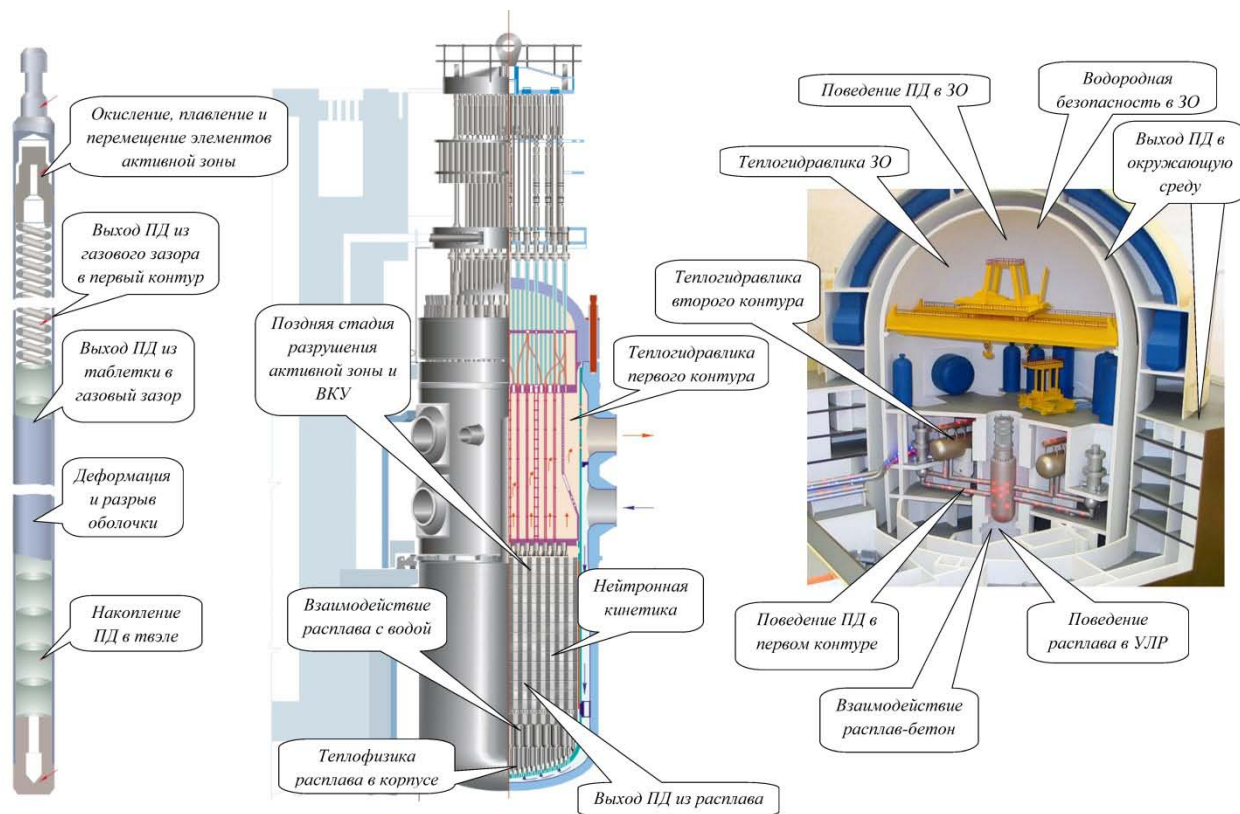


Рис. 1. Процессы, моделируемые кодом СОКРАТ/В3

- расчёт переноса ПД в первом контуре и источника ПД в защитную оболочку;
- расчёт выхода ПД из первого во второй контур РУ в результате разрыва теплообменных труб парогенератора, переноса ПД по второму контуру и источника ПД в окружающую среду в случае байпасирования защитной оболочки;
- расчёт теплового состояния УЛР и выхода ПД и неконденсируемых газов из расплава в УЛР;
- расчёт переноса ПД в ЗО и источника ПД в окружающую среду в случае утечек через неплотности ЗО или в результате разрушения ЗО.

Важной особенностью СОКРАТ/В3 является использование моделей улучшенной оценки, основанных не на аппроксимации экспериментальных данных при помощи корреляций, а на решении уравнений математической физики, таких как:

- сопряженные модели окисления циркониевых сплавов (как в твёрдой, так и в жидкой фазе), термомеханики оболочек твэлов и растворения  $UO_2$  топлива цирконием;
- модель стекания расплава по поверхности цилиндрических элементов а.з.;
- модель выхода РБГ и продуктов деления из твёрдого топлива, основанная на модели кода MFPR (ИБРАЭ – IRSN);
- модель коагуляции полидисперсных аэрозолей.

Использование моделей улучшенной оценки позволяет моделировать более широкий круг процессов и явлений, а также повысить качество прогнозных оценок.

Верификационная база кода СОКРАТ/В3 регулярно обновляется как в части теплогидравлических процессов и процессов разрушения активной зоны, так и в области моделирования продуктов деления за счёт ис-

пользования кода в международных бенчмарках и стандартных задачах:

- PARAMETER-SF (МНТЦ);
- OSU MASLWR (МАГАТЭ – Орегонский университет);
- ATMI-2 (WGAMA ОЭСР);
- BSAF (АЯЭ ОЭСР – ТЕРСО);
- ATLAS (АЯЭ ОЭСР);
- FUMAC (МАГАТЭ);
- PKL4 (АЯЭ ОЭСР).

В настоящее время ведутся работы по подготовке версии СОКРАТ/В3 к аттестации в Ростехнадзоре.

Учёт основных процессов, определяющих развитие тяжёлых аварий, качество моделей и объём их верификации делают код универсальным средством расчётного анализа. За последние 20 лет накоплен большой опыт практического использования кода (версии СОКРАТ/В1 и СОКРАТ/В3) при решении проектных и исследовательских задач безопасности АЭС как в России, так и за рубежом. В частности, код использовался при проектировании систем безопасности АЭС-2006 (УЛР, ПКРВ), при анализе безопасности в рамках подготовки ПООБ (Китай, Иран, Индия, Финляндия), при оценке радиационных последствий для дальневосточного региона России в рамках аварийного реагирования на аварию на АЭС «Фукусима Дайичи» в 2011 г., для детерминистической поддержки ВАБ-2 (НВАЭС-2, АЭС «Аккую», «Бушер-2»).

Расчётная оценка параметров и состава радиоактивного выброса в окружающую среду в СОКРАТ/В3 выполняется с учётом реалистического моделирования взаимосвязанных процессов накопления, химического взаимодействия, выхода из топлива, переноса и осаждения радиоактивных веществ. В коде реализован прин-

цип разделения моделей по физическим процессам, которые описываются в отдельных модулях. Так, модуль БОНУС описывает временную эволюцию нуклидного состава, остаточного энерговыделения и активности продуктов деления и актиноидов в топливе как при работе на мощности, так и после останова реактора. В составе модуля РЕЛИЗ, описывающего процессы выхода продуктов деления из твердого оксидного топлива  $UO_2$ , реализованы следующие модели:

- внутризеренный перенос ПД;
- межзеренный перенос ПД и выход ПД в газовый зазор твэла;
- внутризеренная нуклеация пузырьков;
- повторное растворение газов в топливе за счет облучения;
- повторное термическое растворение газов в топливе;
- диффузия газов в топливе;
- подвижность пузырьков;
- релаксация пузырьков;
- движение дислокаций;
- многофазное химическое равновесие;
- перенос газов при окислении и испарении топлива в смеси пар/водород/воздух;
- окисление топлива в смеси пар/водород.

В составе модуля ГАПРЕЛ, описывающего процессы переноса ПД в газовом объеме твэла и выхода их через дефект в оболочке твэла в первый контур, реализована модель выхода ПД через дефект в оболочке твэла в первый контур при перепаде давления между твэлом и окружающим теплоносителем.

Процессы поведения продуктов деления в первом контуре РУ и в защитной оболочке описываются в блоке переноса ПД и КМ (ПРОФИТ, CONTFP) с учётом моделей следующих процессов:

- коагуляция аэрозолей;
- гравитационное осаждение аэрозолей (седиментация);
- диффузионное осаждение аэрозолей в ламинарном и турбулентном потоках;
- инерционное осаждение аэрозолей в турбулентном потоке (турбофорез);
- осаждение аэрозолей в присутствии термоградиента (термофорез) в ламинарном и турбулентном потоках;
- осаждение аэрозолей в Стефановском потоке (диффузиофорез);
- конденсация и испарение летучих ПД.

Важным преимуществом кода СОКРАТ/ВЗ является учёт радиоактивных взаимопревращений ПД в процессе их массопереноса в РУ (модуль РАХИМ).

Источник продуктов деления и соединений урана, железа, никеля и хрома из расплава, образующегося в НКР после перемещения кориума из активной зоны, рассчитывается в модуле MFPR\_MELT при помощи следующих моделей:

- модель парообразования;
- модель кинетики испарения;
- модель диффузионного переноса паров ПД в приповерхностном (диффузионном) слое газовой фазы;
- модель переноса паров ПД потоком газовой смеси над расплавом;
- модель адсорбции кислорода из газовой среды;
- модель диффузии кислорода в расплаве;
- модель окисления компонентов расплава.

Дополнительно в коде СОКРАТ/ВЗ реализованы модели выхода малолетучих ПД на внекорпусной стадии тяжёлых аварий, в том числе при взаимодействии расплава с бетоном или с жертвенным материалом в УЛР.

В совокупности описанные модели, интегрированные с моделями теплогидравлики РУ и ЗО, разрушения активной зоны и внутрикорпусных устройств, моделью расплава внутри корпуса и в УЛР позволяют выполнять реалистическое моделирование протекания наиболее представительных тяжёлых аварий на энергоблоках АЭС с ВВЭР и получать расчётную оценку выброса радиоактивных веществ в окружающую среду в широком временном интервале (от исходного события до нескольких недель аварии).

Данные по параметрам источника выброса, полученные с использованием кода СОКРАТ, передаются в программное средство (ПС) НОСТРАДАМУС (v.10), созданное на базе моделей аттестованного программного средства НОСТРАДАМУС.

В основе ПС НОСТРАДАМУС лежит лагранжева траекторная стохастическая модель атмосферного переноса примесей. Учитываются: не стационарность источника, распределение источника в пространстве, возможно проводить расчет для нескольких одновременно функционирующих источников, полидисперсность выброса, различные скорости осаждения на поверхности с разными категориями земель (лес, вода и др), радиоактивный распад и обеднение облака в процессе распространения (сухое осаждение и вымывание осадками). Исходными данными для моделирования являются данные об источнике выброса (динамика, радионуклидный состав, физико-химические формы, эффективная высота выброса), данные о метеорологической обстановке (могут использоваться как точечные измерения с ближайшей метеорологической станции, так и результаты расчета трехмерных метеорологических полей с использованием модели WRF-ARW с использованием данных ПЛИАВ2 (Росгидромет) или GFS (NCEP) в качестве начальных граничных условий). В результате рассчитываются дозовые «функционалы» (расчетные значения доз на сетке, зависящие от времени относительно начала выброса), сопоставление значений которых с критериями позволяет оценить возможные последствия. Модели расчета доз облучения и константное обеспечение этих моделей кода НОСТРАДАМУС позволяет рассчитывать поглощенные дозы, ОБЭ-взвешенные дозы и эквивалентные дозы на органы и ткани, эффективную дозу и дозу на все тело — т.е. все величины, для которых применяются дозовые пределы при авариях.

Дополнительно ПС поддерживает возможность проведения многовариантных расчетов параметров радиационной обстановки с использованием трехмерных метеорологических полей с последующей статистической обработкой результатов моделирования. Такой подход расширяет существующие подходы (НТЦ ЯРБ, STUK, NRC и др.) к проведению анализа возможных последствий для населения аварий с выходом РВ в атмосферу. Существующие рекомендации (IAEA 2013, РБ-094-14) к проведению такого рода расчетов требуют рассмотрения областей, моделирование которых превышает возможности применения гауссовых моделей атмосферной дисперсии, при этом многие из площадок проектируемых АЭС расположены на побережьях на территориях со сложным рельефом местности, что делает использование «классических» подходов некорректным. Кроме того совершенствование нормативной базы за рубежом (IAEA 2013) и в России (НП-001-15) также требует разработки новой концепции проведения расчетов в обоснование безопасности, опирающиеся на

современный уровень знаний в области моделирования тяжелых аварий и их последствий для населения. В связи с этим использование кода НОСТРАДАМУС (v10) в связке с кодом СОКРАТ позволяет решать задачу детерминистической поддержки ВАБ-2 в полном объеме от исходного события до доз на население, выполняя международные рекомендации и российский требования.

## Выводы

Необходимо отметить, что в настоящее время при строительстве АЭС в России и в других странах расчеты радиологических последствий при обосновании безопасности АЭС, зонированию территории вокруг АЭС проводятся хоть и аттестованными, но программными средствами, в основе которых лежат методики, не соответствующие современному уровню моделирования атмосферного переноса, требованиям МАГАТЭ и зарубежных регуляторов стран, в которых строятся АЭС российского образца. С учетом строительства новых блоков АЭС в России, продлении сроков эксплуатации работающих блоков и других видов деятельности, требующей подготовки отчетов обоснования безопасности, представляется необходимым иметь в России аттестованные программные средства для проведения многовариантных расчетов возможных радиологических последствий, обусловленных атмосферными выбросами, соответствующее стандартам МАГАТЭ и МКРЗ, и современному уровню моделирования.

## ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПОСЛЕДСТВИЙ РАДИАЦИОННЫХ АВАРИЙ

*Арон Д.В.*

*Институт проблем безопасного развития атомной энергетики Российской академии наук (ИБРАЭ РАН), г. Москва*

Современная практика реагирования на радиационные аварии и анализ готовности служб и компетентных органов к реагированию демонстрируют, что вопрос оценки социальных и экономических последствий радиационных инцидентов поднимается к моменту, когда основные решения по защите населения и территорий уже приняты, и наступает необходимость оценки возникшего ущерба. Таким образом, часто дорогостоящие решения по защите населения принимаются без должного детального анализа экономических и социальных последствий их принятия.

Одна из проблем здесь видится в том, что в настоящее время в сфере обеспечения ядерной и радиационной безопасности, как в России, так и за рубежом, задача оценки гуманитарных и экономических эффектов, сопровождающих крупные аварии, пока что не решается в короткие сроки и с приемлемой точностью. Все это при том, что при наличии доступа к качественным метеоданным или их прогнозу, и зарубежные, и российские организации, отвечающие за безопасность в области атомной энергетики, способны оперативно осуществлять прогнозирование распространения радиоактивных выбросов с высокой достоверностью и получать картину возможного радиационного загрязнения территорий до тысяч километров вокруг аварийного объекта. Однако, расчёт таких параметров, как числен-

ность населения в зонах радиационного загрязнения, объемов необходимых ресурсов для проведения экстренных мер защиты, ожидаемых потерь экономики за счет проведения этих мер, как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе, все еще невозможно осуществить в короткие сроки. Еще более сложной является задача оценки возможных потерь сельского хозяйства, ущерба от выбытия земель из оборота или ограничения производства отдельных продуктов питания.

В то же время необходимо умение проводить подобные расчеты как в условиях активно протекающей радиационной аварии, так и в период, когда ее острая фаза завершена, имеются достоверные результаты измерений реальной радиационной обстановки и необходимо приступать к действиям по защите населения, которые могут быть крайне или даже чрезмерно затратными, если они будут проведены в несоразмерных радиационным последствиям масштабах и объемах. Необходимость в оценке экономических и гуманитарных эффектов присутствует и в случае возникновения потенциальной угрозы радиационного инцидента, когда есть время для резервирования материальных ресурсов, сил и средств для оперативного реагирования, которое, как ожидается, должно быть достаточно эффективным с радиационной и экономической стороны. Опять же, оценки по экономическим эффектам от проведения мер защиты населения или реабилитации территорий актуальны в условиях, когда уже были предприняты необходимые меры, затрачены ресурсы и возникает необходимость оценить эффективность их использования. Под эффективностью реализации противоаварийных и реабилитационных мер можно понимать как совокупность положительных и отрицательных экономических эффектов от их проведения (с учетом предотвращенных негативных радиационных эффектов) для населения, так и сравнение выгод от реализации сценария действий с выгодами от альтернативных вариантов решений, которые не были реализованы.

Необходимость в проведении таких расчетов исходит также и из требований самих законов Российской Федерации, а также международных рекомендаций в области атомной энергетики и радиационной безопасности.

Так, в соответствии со статьей 4 закона «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [1] перед единой государственной системой предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций стоят, помимо прочего, задачи сбора, обработки, обмена и выдача информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, а также прогнозирования и оценки их социально-экономических последствий. В соответствии с 7-й статьей того же закона, мероприятия, направленные на предупреждения аварий и на максимально возможное снижение ущерба и других потерь в случае их возникновения, должны проводиться заблаговременно, с учетом экономических, природных и иных особенностей затрагиваемых территорий. Содержание и объемы мероприятий по защите населения и территорий должно определяться из принципа необходимой достаточности без привлечения избыточных ресурсов.

Относительно безопасности атомных станций и возможных аварий на них, в соответствии со статьями 19-20 закона «О радиационной безопасности населения» [2], эксплуатирующая организация обязана, в целях предупреждения и минимизации последствий, иметь

подготовленные сценарии потенциальных радиационных аварий с прогнозом их радиационных последствий, что сегодня выполняется, но, фактически, без прогнозов по гуманитарным и экономическим последствиям для потенциально подверженных рискам радиационного воздействия населенных территорий.

Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009 [3] также требуют, чтобы перед принятием решения о применении любой защитной меры было получено заключение о ее положительном суммарном радиологическом и социально-экономическом эффекте, а вмешательство должно принести облучаемым лицам и обществу больше пользы, чем вреда, которые, в конечном итоге, всегда могут быть выражены в финансовом эквиваленте.

Таким образом, принятие решений в условиях развития радиационного инцидента и высокой вероятности возникновения негативных гуманитарных и экономических последствий, требует проведения априорной оценки возможных экономических результатов для разных сценариев противоаварийных действий. Это означает, что необходимы утвержденные методики, программные инструменты и актуальные базы данных по территориям, которые позволят оперативно прогнозировать как радиационные, так и гуманитарные и отдаленные экономические последствия уже в первые часы после возникновения аварийной ситуации и разрабатывать наиболее эффективные сценарии противоаварийных действий.

На практике, пока что, заблаговременно просчитываются только радиационные риски, а финансовые последствия, ущербы от эвакуации, отселения жителей и затраты на дезактивацию прогнозируются очень поверхностно, что вызвано сложностями как с методическим, так и с техническим обеспечением таких расчетов. Тем не менее, за рубежом подобные разработки ведутся сейчас достаточно активно.

Можно отметить, что в РФ и за рубежом достигнуты значительные успехи в теме оценки именно радиационных последствий аварий, как в плане прогнозирования самих аварийных ситуаций, так и их последствий для территории и населения. Российские разработки, среди которых можно упомянуть комплексы «Нострадамус» и находящийся в разработке RELTRAN (ИБРАЭ РАН) [4], в этом направлении не отстают от лучших зарубежных аналогов. Тем не менее, за рубежом и особенно в последние годы очень активно развиваются программные средства автоматизированной оценки не только радиационных, но и гуманитарных и, в особенности, экономических последствий ядерных и радиационных аварий. Как правило, в те модели, которые использовались для моделирования распространения выброса и прогнозирования доз облучения населения, внедряются модели выработки рекомендаций по защите населения, включающие расчет экономических последствий реализации этих мер. Под последствиями могут пониматься затраты на эвакуацию с учетом реальной демографической обстановки, на другие меры защиты населения, прогнозы по заболеваемости населения и ущербы от нее, косвенные убытки от прекращения или приостановки отдельных видов экономической деятельности на затронутой территории и др.

Среди наиболее современных моделей можно отметить усовершенствованную версию MACCS2 (США) [5, 6], которая поддерживает простой анализ затрат и выгод при принятии решений по контрмерам при радиацион-

ном выбросе и загрязнении территории, однако, ее более современная и сложная экономическая модель еще находится на стадии разработки. В Великобритании с 2008 года введена обновленная система СОСО-2 [7], которая способна учитывать прямой и непрямой ущерб в упрощенной форме, через потерю ВВП на душу населения, а также может рекомендовать суммы компенсаций за потерю здоровья для пострадавших. Близка к выпуску также английская модель PACE [8], которая должна войти в итоговый код СОСО-2 и будет учитывать множество социальных и экономических эффектов: численность людей, для которых необходимо обеспечить укрытие или эвакуацию; число детерминированных и стохастических радиационных эффектов; ограничения по потреблению и производству продуктов питания и др.

Как можно понять, обязательной составляющей этих моделей являются актуальные и детальные данные по демографии, землепользованию и экономической активности на тех территориях, для которых планируется производить расчет. К примеру, в США группой SNL с 2000-х годов развивается специальный программный модуль SECPOR [9], предназначенный для оценки людских и экономических ресурсов вблизи любой географической точки на территории США, представляющий из себя детализированную базу данных, которая используется в расчетах совместно с модулем MACCS2. В других системах могут использоваться свои территориальные базы данных различной детализации и степени наполнения.

В 2017 году в работе [10] приводилось описание эксперимента по моделированию гипотетической радиационной аварии на реакторе в густонаселенной местности в Великобритании. Значительной его частью являлось оперативное прогнозирование с применением комплекса СОСО-2 прямого экономического ущерба, связанного с радиационным загрязнением местности, осуществлением эвакуации и возможной радиационно-индуцированной заболеваемостью у жителей. Все необходимые для расчета последствий данные по исследуемой территории были изначально заложены в программу на пространственной сетке с разрешением в 1 км. Приведенные результаты эксперимента продемонстрировали, что используемая модель детально проработана по рискам развития онкологии у населения, а также по производимой сельскохозяйственной продукции различных видов на рассматриваемой территории, что говорит о ее проработанном константном наполнении в части экономики и демографии.

В США в 2017 году также была опубликована работа [11], посвященная эксперименту по моделированию последствий гипотетического пожара в хранилище отработанного ядерного топлива и оценке сопутствующих экономических потерь. Расчеты производились с применением математической модели MACCS2 и системы SECPOR для 50-мильной зоны вокруг хранилища и включали в себя оценку стоимости отселения и проживания жителей в эвакуации, дезактивации территории, утраты имущества и выгод от его использования. В результате эксперимента был получен ряд интересных оценок по стоимости проведения противоаварийных мероприятий в пересчете на душу населения, свойственных для территории и экономического уровня жизни в США, которые могут использоваться для сравнения в расчетах по территориям других государств.

Эксперименты [10, 11] продемонстрировали, что детальный анализ последствий радиационных аварий в

настоящее время можно производить достаточно оперативно при наличии методик и детальных актуальных данных по наблюдаемой территории. Подобные системы в последние годы стали активно внедряться и тестироваться, однако, можно также утверждать, что в России на сегодняшний день в этом направлении интенсивных разработок не ведется. Развитие существующих расчетных систем в сторону прогнозирования гуманитарных и экономических последствий пока затруднено из-за отсутствия актуальных баз данных по территориям с достаточной детализацией, включая данные по демографии и экономической активности. Вероятно, существует представление, что создать подобную расчетную систему или агрегировать для нее те социально-экономические данные, которые уже имеются, является чрезвычайно сложной задачей, требующей несопоставимых ресурсов, из-за чего пока что для нее нет заказчиков. Технически же, подобные базы вполне могут быть сформированы сегодня даже на основании имеющихся в открытом доступе данных.

В данном докладе демонстрируется пример того, как, используя данные, находящиеся в открытых источниках, в сжатые сроки возможно разработать базу данных по территории, которую впоследствии можно использовать для анализа радиационных, экономических и социальных последствий радиационной аварии, сопровождающейся загрязнением заселенных или прочих задействованных в экономике территорий. В данном конкретном случае была разработана база данных с применением исключительно открытых и общедоступных источников в Японии для анализа последствий аварии на АЭС «Фукусима-1», произошедшей в 2011 году.

ИБРАЭ РАН с 2011 года активно наблюдает, ведет сбор и обработку информации по радиационной обстановке вокруг аварийной АЭС в Японии. В частности, интерес вызывает не только технические аспекты протекания аварии, но также ее долгосрочные гуманитарные и экономические последствия – то, как японская сторона проводит противоаварийные мероприятия, и насколько эффективно реализованы меры по эвакуации, дезактивации территорий, возвращению населения после дезактивации, а также как осуществляются выплаты компенсаций для населения и экономических субъектов. Областью исследования были все моменты, касающиеся непосредственно радиационных последствий аварии и реагирования на них, без учета затрат на вывод АЭС из эксплуатации и ряда косвенных ущербов экономики, которые трудно прогнозируются.

Еще в мае 2011 года, на основании накопленных за первые месяцы после аварии данных радиационного мониторинга, в ИБРАЭ РАН были построены карты радиационного загрязнения территории префектуры Фукусима и карты прогнозируемых доз облучения населения на ближайшие годы. Из открытых источников Японии были собраны данные по экономике и демографии для 59 муниципалитетов префектуры Фукусима, также отдельно использовались данные открытых картографических сервисов для определения зон плотного заселения. Первые независимо полученные оценки ИБРАЭ РАН по гуманитарным и экономическим последствиям аварии на АЭС «Фукусима-1» были опубликованы в работах [12, 13, 14, 15].

К концу 2017 году общая гуманитарная картина последствий аварии для пострадавших территорий значительно изменилась, так как была в значительном объеме проведена дезактивация части ранее эвакуированных

территорий, прошло частичное возвращение населения после временной эвакуации, устоялась экономическая ситуация для затронутых экономических субъектов и во многом завершены компенсационные выплаты населению. Сами зоны долгосрочного отселения значительно изменили свои границы по сравнению с ожидаемыми в 2011 году и значительно уменьшились, что потребовало переоценить как численность долгосрочно эвакуируемого населения, так и сопутствующие экономические потери. Также появилась возможность оценить предотвращенные за счет временной и долгосрочной эвакуации, а также дезактивации дозы облучения населения и оценить эффективность проведенных мер.

Помимо прочего, за период с 2011 по 2017 год значительно продвинулись вперед информационные технологии. Если в 2011 году в ИБРАЭ РАН векторные карты территории Японии приходилось строить самостоятельно для своей геоинформационной системы на основе доступных растровых карт, то к 2017 году уже был открыт свободный доступ к готовым векторным картам муниципалитетов Японских префектур как с официальных государственных источников, так и с независимых картографических сервисов [16, 17]. В открытом доступе появились обновленные данные по экономике и демографии для муниципалитетов префектуры Фукусима, полученные в послеварийный период, что позволяет сравнить экономические показатели затронутых территорий до и после аварии [18]. Появилась возможность в табличном виде получать данные радиационного мониторинга по всей территории префектуры Фукусима с высокой детализацией [19, 20], отслеживать динамику радиационной обстановки с апреля 2011 года по настоящее время и строить прогноз на ближайшие годы и десятилетия по радиационному фону, уровням загрязнения почвы, ожидаемым дозам облучения населения, а также оценивать предотвращенные дозы облучения жителей за счет предпринятых мер по эвакуации, дезактивации или долгосрочному отселению на произвольно выбираемых территориях.

Стали доступны официальные детальные данные по численности населения Японии с детализацией на пространственной сетке с разрешением от 250 до 500 м. Ранее подобные данные имелись только для территорий в границах муниципалитетов, площадь которых была достаточно велика, а распределение населения внутри них приходилось оценивать очень приблизительно [16]. Наиболее детальные из доступных официальных данных по территории Японии, содержащие информацию по типам землепользования и численности зданий, приводятся на сетке с шагом 100 м, что позволяет определять зоны ведения сельского хозяйства и производства с недоступной ранее точностью [16].

К концу 2017 года в ИБРАЭ РАН, в рамках работ по мониторингу ликвидации последствий аварии на АЭС «Фукусима-1» в Японии, была разработана детальная база данных по территории префектуры Фукусима на пространственной сетке разрешением до 100 м, включающая доступную к настоящему моменту информацию по демографии, экономике, реализации мероприятий по эвакуации и реабилитации на пострадавших территориях, а также включающая данные по динамике радиационной обстановки. В отличие от базы, собранной в 2011 году, она представляет собой реляционную базу данных, которая не использовала для расчетов ресурсы геоинформационной системы, а любые вычисления в ней могли производиться через инструмент поль-

зовательских запросов. Это позволяет сегодня получить нужные результаты в течение минут или немного дольше в случае, если предварительно требуется подготовить границы для новой исследуемой зоны.

Существующая сегодня база данных по радиационной обстановке, социальным и экономическим показателям на территории префектуры Фукусима включает описание более 1,3 млн участков, по каждому из которых приведены данные по численности населения, типу основного землепользования, количеству зданий, около 70 других финансовых показателей, данные по изменению мощности дозы гамма-излучения (по 27 записей за период с апреля 2011 года) и результаты расчета индивидуальных доз облучения жителей за различные периоды времени.

По результатам работы с базой были получены оценки по численности населения на пострадавших и эвакуированных территориях, ожидаемые либо предотвращенные за счет эвакуации значения коллективной дозы облучения населения, оценки материального ущерба за счет временного или постоянного отселения жителей и приостановления экономической деятельности. Была рассчитана эффективность реализованных мероприятий с учетом предотвращенной за счет их проведения дозы облучения населения. Расчеты проводились для всех зон эвакуации и отселения, установленных в 2011 году и к концу 2017 года, соответственно. Получены распределения по ожидаемым индивидуальным дозам облучения жителей для некоторых зон эвакуации. Были также исследованы возможные альтернативные варианты проведения эвакуации в 2011 году в зонах с ожидаемыми индивидуальными дозами для населения в 20, 50 и 100 мЗв за первый год после аварии и проведены расчеты ожидаемых сопутствующих экономических и гуманитарных эффектов, что позволило оценить влияние выбранных радиационных критериев эвакуации на ожидаемые уровни ущерба.

Рассчитанный по результатам анализа сложившейся к 2017 году ситуации с эвакуацией и дезактивацией в префектуре Фукусима экономический ущерб для государства и населения сравнился с официальными данными по затратам на проведение дезактивации и доступными данными по суммам компенсаций, выплачиваемых населению со стороны государственных и частных компаний в связи с аварией на АЭС [21, 22]. На данный момент сложно говорить о точности совпадений результатов расчетов ИБРАЭ РАН с официальными данными по той причине, что последние публикуются нерегулярно и не позволяют построить четкую картину затрат по всем статьям рассматриваемых прямых затрат, связанных с проведением противоаварийных мер. Фактически, детальная картина текущих или планируемых затрат не была опубликована японской стороной к настоящему времени. Однако, полученные нами оценки для этих либо аналогичных расчетов могут братья за основу при обосновании выплат компенсаций по ряду статей.

Для Российской Федерации, на данный момент, создание аналогичных карт территорий с такой же высокой детализацией по демографии и экономике для проведения расчетов последствий радиационных аварий является крайне трудоемкой задачей. Может показаться, что она нереализуема в краткосрочной перспективе, однако для тех радиационно-опасных объектов и, в первую очередь, для АЭС на территории Российской Федерации могут быть выделены зоны интереса в ра-

диусе десятков километров вокруг них, для которых, с применением официальных данных по демографии и находящихся в открытом доступе картографических данных, возможно создать детальную базу данных для наиболее важных, с точки зрения радиационной безопасности, территорий. В ближайшем будущем, вместе с развитием информационных технологий, информация по демографии, экономике и протеканию техногенных и природных процессов, собираемая специалистами либо пользователями открытых интернет-сервисов, получаемая с помощью систем мониторинга радиационной обстановки и спутникового наблюдения за поверхностью земли, будет все более доступна для анализа. Ее достоверность и скорость обновления также будет расти.

Опыт работы ИБРАЭ РАН с японскими данными продемонстрировал, что создание подобной системы для российских АЭС и прилегающих к ним территорий может быть выполнено в разумные сроки при наличии по ним доступной исходной информации. Ее применение в комплексе с уже существующими прогностическими программными средствами позволит, в случае гипотетической или развивающейся в реальном времени аварии, в течение нескольких часов получить детальный прогноз по ее гуманитарным и экономическим последствиям при различных сценариях реализации мер защиты населения или реабилитации территорий, и выбрать наиболее эффективный сценарий реагирования для их минимизации. Как было продемонстрировано на примере префектуры Фукусима, такая система работоспособна и уже сегодня имеет реальное практическое применение для анализа последствий конкретной радиационной аварии.

Чтобы процедуры выработки решений по действиям на любой стадии радиационной аварии соответствовали требованиям российского законодательства и международных рекомендаций в области ядерной и радиационной безопасности они должны включать предварительное или оперативное прогнозирование социальных и экономических последствий. При использовании описываемой выше информационной системы совместно с уже существующими моделями прогнозирования последствий радиационных аварий, экономические и гуманитарные последствия любых мер по защите населения и реабилитации территорий смогут быть оперативно просчитаны. У ИБРАЭ РАН в настоящее время есть все необходимые компетенции для разработки пилотной версии информационной системы для территорий расположения АЭС России. Внедрение на практике систем и принципов всестороннего анализа последствий радиационного воздействия на население и территории позволит минимизировать экономические и социальные ущербы и избежать неоправданного вовлечения людей и территорий в мероприятия, связанные с необоснованным вмешательством при радиационных инцидентах.

#### Список литературы

1. Федеральный Закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Принят Государственной Думой 11 ноября 1994 года.
2. Федеральный Закон «О радиационной безопасности населения». Принят Государственной Думой 5 декабря 1995 года.
3. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009). Санитарные правила и нормативы СанПин 2.6.1.2523-09.
4. Красноперов С.Н., Припачкин Д.А., Киселев А.А., Бакин Р.И. Разработка расчетно-прогностического комплекса

RELTRAN для обоснования безопасности объектов наследия, пунктов захоронения радиоактивных отходов. Тезисы доклада на конференции «Безопасность исследовательских ядерных установок (в сотрудничестве с МАГАТЭ)», 22-24 мая 2017 г., Дмитровград, стр.89-90.

5. US Department of Energy, 2004. MACCS2 Computer Code Application Guidance for Documented Safety Analysis. DOE-EH-4.2.1.4-MACCS2-Code Guidance. Office of Environment, Safety and Health, 1000 Independence Ave., S.W. Washington, DC 20585-2040, June 2004, p. 257.

6. Sandia National Laboratory, 2012. MACCS2. [Электронный документ] URL: <http://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/MACCS2.pdf>. (Дата обращения 29.05.2017).

7. Higgins, N.A., Jones, C., Munday etc., T., 2008. COCO-2: a Model to Assess the Economic Impact of an Accident, p.204, ISBN: 978-0-85951-628-0 (No. HPA-RPD-046). [Электронный документ] URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/415529/HPA-RPD-046\\_for\\_website.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/415529/HPA-RPD-046_for_website.pdf) (Дата обращения 16.04.2018).

8. Charnock, T.W., Vexon, A.P., Sherwood, J., Higgins, N.A., Field, S.J., 2013. PACE: A geographic information system based level 3 probabilistic accident consequence evaluation program. In: Presented at the ANS PSA 2013 International Topical Meeting on Probabilistic Safety Assessment and Analysis, Columbia, SC.

9. SECPOP2000: Sector Population, Land Fraction, and Economic Estimation Program. Sandia National Laboratory. NRC, NUREG-6525, Rev. 1, 410 p., 2003.

10. S.F. Ashley, G.J. Vaughanb, W.J. Nuttalla etc. Predicting the cost of the consequences of a large nuclear accident in the UK. Elsevier. Process Safety and Environmental Protection 112 (2017) p.96-113.

11. F.N. von Hippel, M. Schoeppner. Economic Losses From a Fire in a Dense-Packed U.S. Spent Fuel Pool. Science & Global Security. p.13, 2017. DOI: 10.1080/08929882.2017.1318561.

12. Арон Д.В., Арутюнян Р.В., Большов Л.А., Панченко С.В., Токарчук Д.Н. Анализ радиологических и социально-экономических последствий аварии на АЭС в префектуре Фукусима. Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2012. № 3. с. 97-108.

13. Арон Д.В., Арутюнян Р.В., Большов Л.А., Панченко С.В., Токарчук Д.Н. Анализ влияния радиационных критериев эвакуации населения на социально-экономические последствия аварии на АЭС в префектуре Фукусима (Япония). Атомная энергия. 2012. Т. 112. № 3. с. 163-168.

14. Арон Д.В., Павлова М.В., Панченко С.В. Оценки масштаба социально-экономических последствий аварии на АЭС в префектуре Фукусима. Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 5. с. 65-71.

15. Арон Д.В. Анализ последствий эвакуации населения при аварии на АЭС «Фукусима-1». Экономика природопользования. 2015. № 3. с. 122-131.

16. National Land Numerical Information download service of Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism of Japan. [Электронный ресурс] URL: <http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/index.html> (Дата обращения 16.04.2018).

17. Картографический интернет-сервис OpenStreetMap. [Электронный ресурс] URL: <http://openstreetmap.org> (Дата обращения 16.04.2018).

18. Официальный Интернет-ресурс Бюро статистики Японии. Statistics Bureau, Ministry of Internal Affairs and Communications. [Электронный ресурс] URL: <http://www.stat.go.jp/english> (Дата обращения 16.04.2018).

19. Данные мониторинга природных уровней радиоактивности. Орган управления по ядерному регулированию, Япония (Monitoring information of environmental radioactivity level. Nuclear Regulation Authority, Japan). [Электронный ресурс] URL: <http://radioactivity.nsr.go.jp/map/ja/> (Дата обращения 16.04.2018).

20. База данных по радиационному мониторингу Агентства по атомной энергетике Японии. (Database for Radioactive Substance Monitoring Data. Japan Atomic Energy Agency). [Электронный ресурс] URL: <http://emdb.jaea.go.jp/emdb/en/> (Дата обращения 16.04.2018).

21. Учет заявлений и выплат по возмещению ядерного ущерба. Пресс-релиз компании ТЕРСО от 02.01.2013. [Элек-

тронный ресурс] URL: [http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/betu13\\_e/images/130204e0401.pdf](http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/betu13_e/images/130204e0401.pdf) (Дата обращения 16.04.2018).

22. Финансовая помощь от корпорации по компенсации ядерного ущерба и содействию снятию с эксплуатации. Пресс-релиз компании ТЕРСО от 22.05.2018 [Электронный ресурс] URL: [http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/2018/1482322\\_15409.html](http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/2018/1482322_15409.html) (Дата обращения 16.04.2018).

---

## ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «ВИРТУАЛЬНО-ЦИФРОВАЯ АЭС С ВВЭР» КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СЦЕНАРИЕВ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК И АНАЛИЗА РАЗВИТИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА АЭС

---

*Дружаев А.А., Чернаков В.А.  
АО «ВНИИАЭС», Москва*

*Мосунова Н.А., Стрижов В.Ф.  
ИБРАЭ РАН, Москва*

### Введение

Под программно-техническим комплексом «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР» (ПТК ВЦАЭС) [1] понимается система интегрированных в общей среде расчётных кодов, предназначенных для моделирования энергоблока с реакторной установкой технологии ВВЭР при нормальной эксплуатации и её нарушениях, включая тяжелые аварии, размещённая на высокопроизводительной вычислительной платформе с применением системы ввода/вывода информации в виде виртуальных пультов БПУ. На основе расчётных кодов, составляющих ядро ПТК ВЦАЭС, возможно построение математических моделей конкретных энергоблоков [2]. Пилотная модель энергоблока, разрабатываемая на базе системы расчётных кодов ПТК ВЦАЭС – модель энергоблока №1 НВАЭС-2.

Основное назначение ПТК ВЦАЭС согласно действующему техническому заданию на его разработку – это инженерная поддержка Кризисного центра АО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Кризисный центр). Под инженерной поддержкой Кризисного центра понимается применение ПТК ВЦАЭС как инструмента для подготовки сценариев противоаварийных тренировок (ПАТ), а также расчётной поддержки Кризисного центра в случае возникновения аварийной ситуации на энергоблоке.

Основными разработчиками ПТК ВЦАЭС являются АО «ВНИИАЭС» и ИБРАЭ РАН.

### Возможности системы расчётных кодов программно-технического комплекса «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР»

Состав системы расчётных кодов, входящих в ПТК ВЦАЭС, приведен на рисунке 1.

Быстродействующие расчётные коды основаны на подходах по математическому моделированию, при-



Рис. 1. Состав системы расчетных кодов ПТК ВЦАЭС

меняемых при создании полномасштабных моделей энергоблоков, входящих в состав технических средств обучения: полномасштабных и аналитических тренажеров (ПМТ и АТ). Однако высокопроизводительная вычислительная техническая платформа ПТК ВЦАЭС позволяет развить возможности «классического тренажерного подхода к моделированию энергоблока АЭС» в направлении повышения физической и численной детализации моделей, при этом сохраняя возможность проведения расчётов в режиме реального времени или даже в несколько раз быстрее реального времени. Математическая модель энергоблока, построенная на базе системы быстродействующих расчётных кодов, позволяет вести опережающий реальное время анализ протекания аварийной ситуации, учитывая при этом совместную работу десятков различных технологических систем энергоблока.

Подходы, используемые в высокоточной системе расчётных кодов, основаны на современных моделях физических процессов и более точных численных методах, что ведет к повышению точности результатов расчетов по сравнению с системой быстродействующих расчётных кодов. Кроме того, высокоточная система расчётных кодов содержит программные компоненты, которые позволяют моделировать распространение

продуктов деления по 1 контуру и в защитной оболочке, процессы, протекающие при тяжелых авариях, в частности, разрушение активной зоны, поведение расплава на днище корпуса реактора и в устройстве локализации расплава (соответствующая функциональность у системы быстродействующих кодов отсутствует). Система высокоточных расчетных кодов работает совместно с быстродействующей, при этом высокоточные коды отвечают за моделирование процессов в основном оборудовании первого контура реакторной установки и защитной оболочке, остальные элементы и системы энергоблока моделируются с использованием быстродействующих кодов. Это позволяет проводить моделирование широкого перечня различных режимов работы энергоблока на качественно новом уровне.

Схема модели энергоблока, разрабатываемой на базе быстродействующих и высокоточных расчетных кодов, приведена на рисунке 2.

Прецизионные расчетные коды способны моделировать отдельное оборудование энергоблока практически без упрощений относительно его геометрии (CFD подход для моделирования теплогидравлических процессов, применение метода Монте-Карло для моделирования нейтронно-физических процессов и метод конечных элементов для моделирования термомеханических

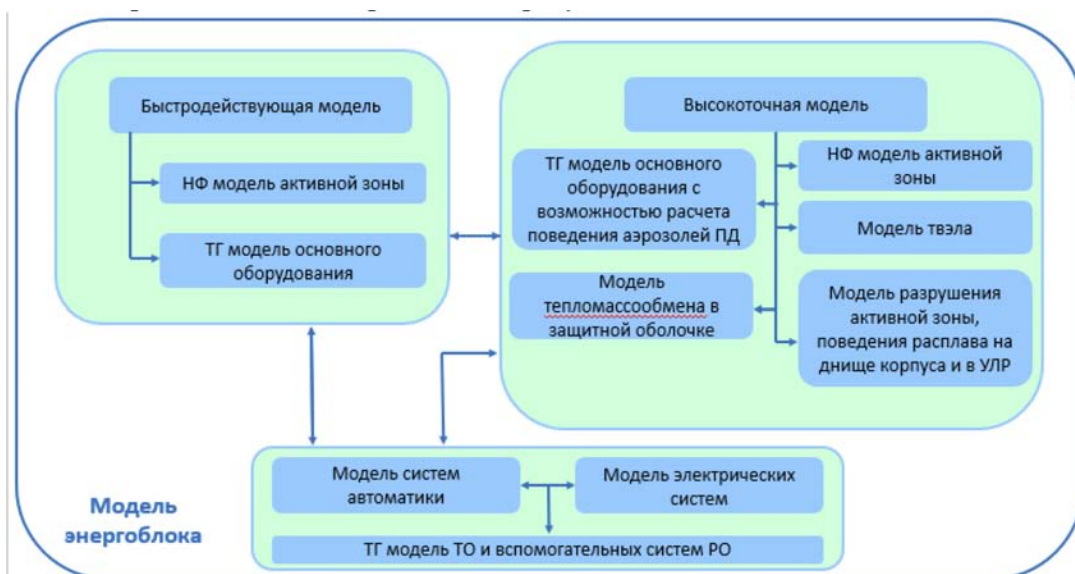


Рис. 2. Схема модели энергоблока, разрабатываемой на базе быстродействующих и высокоточных расчетных кодов



процессов). Однако детальные модели, разработанные на основе прецизионных расчетных кодов, обладают низким быстродействием, расчет одного состояния моделируемой системы может занимать десятки часов даже при условии его проведения на специализированных вычислительных кластерах. Основное назначение прецизионных расчетных кодов – доработка и настройка моделей быстродействующей и высокоточной систем расчетных кодов.

### Характеристика исходной информации для создания математической модели энергоблока на основе программно-технического комплекса «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР»

На рисунке 3 приведена схема формирования математической модели энергоблока, разрабатываемой на базе ПТК ВЦАЭС.

Математическая модель конкретного энергоблока создается на основе его проектной документации. При этом в рамках ПТК ВЦАЭС предусмотрены процедуры частичной и полной автоматизации создания моделей отдельных частей энергоблока.

Частичная автоматизация построения теплогидравлических моделей систем энергоблока достигнута путем использования в ПТК ВЦАЭС проектной информационной модели, разрабатываемой генеральным проектировщиком в среде SmartPlant. Схемы технологических систем реакторного и турбинного отделений, проектируемые в среде SmartPlant, содержат в себе информацию о геометрии трубопровода, высотных отметках

его расположения и т.п. Данная информация является первичной для разработки теплогидравлической модели энергоблока, однако, ее недостаточно для разработки полноценной модели. Автоматически получаемая заготовка модели дорабатывается путем внесения в нее необходимой для выполнения расчетов информации (эта информация не является обязательной при проектировании энергоблока и, поэтому, она отсутствует в информационной модели).

Часть модели АСУ ТП нижнего уровня, реализуемая на практике на базе ТПТС различных версий, создается полностью автоматическим образом на основе GET-проекта АСУ ТП. Тот факт, что на энергоблоке №1 НВАЭС-2 80% от общего АСУ ТП функционирует на базе ТПТС-ЕМ позволяет говорить, что модель автоматизируется практически в полном объеме автоматически. Автоматизация генерации модели АСУ ТП практически полностью исключает допущение ошибок при ее создании, а также серьезно упрощает процедуру обновления модели после модернизации GET-проекта на энергоблоке (что может происходить достаточно часто, особенно во время первых топливных кампаний).

Отдельной функцией уже разработанной модели энергоблока, реализуемой на базе ПТК ВЦАЭС, является наличие возможности автоматической настройки ее состояния согласно эксплуатационным данным, поступающим с энергоблока. Для этого реализуется интерфейс обмена информацией между ПТК ВЦАЭС и комплексной системой централизованного оперативного планирования и управления производством (КСЦОПиУП). Упрощенная схема взаимодействия между ПТК ВЦАЭС и КСЦОПиУП приведена на рисунке 4.

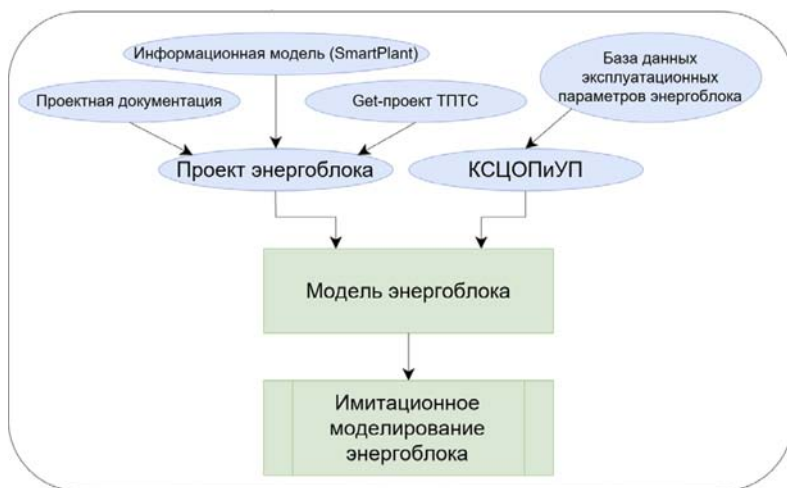


Рис. 3. Схема формирования математической модели энергоблока на базе ПТК ВЦАЭС



Рис. 4. Схема взаимодействия между ПТК ВЦАЭС и КСЦОПиУП

Ключевым звеном КСЦОПиУП с точки зрения ПТК ВЦАЭС является база данных основных параметров энергоблоков, которая пополняется новой информацией в режиме реального времени. История изменения основных параметров энергоблока необходима для настройки состояния модели по актуальному состоянию изучаемого объекта. При этом следует говорить о настройке состояния только модели реакторной установки, поскольку состояние именно этой части энергоблока определяет его безопасность в целом. Кроме того, информация для полной настройки всей модели энергоблока не содержится в КСЦОПиУП.

### Применение программно-технического комплекса «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР» как инструмента для разработки сценариев противоаварийных тренировок

Процедуру разработки сценария ПАТ, которая реализуется в настоящее время, можно представить в следующем виде:

1. Формируется перечень исходных событий (как правило, отказов оборудования), который составляет основу технологической части сценария ПАТ.
2. Технологическая часть сценария отрабатывается на базе ПМТ или АТ учебно-тренировочного центра (УТЦ) при АЭС с привлечением специалистов самого УТЦ.
3. Независимо от результатов технологической части сценария формируется перечень исходной информации для радиационной части ПАТ.
4. Проводится отработка радиационной части сценария ПАТ на базе центра технической поддержки АО «ВНИИАЭС» (ЦТП ВНИИАЭС).

Указанная выше процедура имеет следующие недостатки:

1. Применение ПМТ или АТ с привлечением сотрудников УТЦ для отработки технологической части сценария значительно снижает эффективность такой тренировки, так как создается возможность предварительного ознакомления тренируемого персонала с ходом самой тренировки.
2. Разработка технологической и радиационной частей сценариев ПАТ ведется практически независимо друг от друга, что может привести к несоответствию радиационных последствий аварии и ее исходных событий, что автоматически приводит к формированию неверных навыков тренируемого персонала.

Использование ПТК ВЦАЭС для подготовки сценариев ПАТ позволит решить обе вышеуказанные проблемы. Во-первых, модели энергоблока, создаваемые на базе ПТК ВЦАЭС, имеют достаточный объем моделируемых систем, чтобы утверждать, что на них возможна разработка технологической части сценария ПАТ. При этом применение ПМТ или АТ для решения данной задачи перестанет быть необходимым. Во-вторых, ПТК ВЦАЭС обладает достаточным расчетным потенциалом, чтобы создавать модели энергоблоков, которые в сквозном режиме позволят разрабатывать как технологическую, так и радиационную части сценариев. Отдельно следует отметить, что в состав ПТК ВЦАЭС не входит расчетный код для моделирования распространения радиоактивности по пристанционной территории. Граница моделирования ПТК ВЦАЭС – определение источника выброса радиоактивности в окружающую среду. Однако для замыкания ПТК ВЦАЭС с теми расчетными кодами, которые используются ЦТП ВНИИАЭС для моделирования радиационной ситуации на пристанционной территории возможна реализация процедуры автоматического формирования входного файла для расчетных кодов, используемых в ЦТП ВНИИАЭС, с параметрами выброса, смоделированными по ПТК ВЦАЭС.

### Расчетная поддержка Кризисного центра в случае возникновения аварийной ситуации на энергоблоке АЭС

Модель энергоблока, созданная на базе ПТК ВЦАЭС, способна в качестве результатов расчетов выдавать ряд параметров энергоблока, которые принципиально неизмеримы, но могут быть полезны для принятия решения о дальнейших шагах по управлению развитием аварийной ситуации. Более того, данную модель энергоблока можно использовать для проведения предварительной проверки различных технических решений по управлению аварией, что, несомненно, повысит их надежность. Схема применения ПТК ВЦАЭС для расчетной поддержки Кризисного центра в случае возникновения аварийной ситуации на энергоблоке АЭС представлена на рисунке 5.

Наличие интерфейса между ПТК ВЦАЭС и КСЦОПиУП позволяет оперативно получать предаварийное состояние модели энергоблока. После этого вся работа с моделью проводится вручную: задаются отказы, которые произошли на энергоблоке, и проводится расчетный поиск приемлемого пути выхода из сложившейся ситуации.



Рис. 5. Схема применения ПТК ВЦАЭС для расчетной поддержки Кризисного центра в случае возникновения аварийной ситуации на энергоблоке АЭС

## Выводы

ПТК ВЦАЭС включает в себя комплекс расчетных кодов, способный вести полномасштабное моделирование энергоблока с РУ технологии ВВЭР в различных режимах: от нормальной эксплуатации до тяжелых аварий. Текущий уровень готовности ПТК ВЦАЭС:

- в 2018 году должна быть завершена разработка полной системы расчетных кодов, входящих в состав ПТК ВЦАЭС, а также создание пилотной модели энергоблока для проверки качественных характеристик ПТК ВЦАЭС;
- со второй половины 2018 года и вплоть до окончания проекта (III квартал 2019 года согласно действующему календарному плану) будут проводиться испытания и опытная эксплуатация отдельных компонентов ПТК ВЦАЭС, а также ПТК ВЦАЭС в целом.

Рассмотрены преимущества применения ПТК ВЦАЭС для инженерной поддержки Кризисного центра АО «Концерн Росэнергоатом» для решения таких задач как:

- разработка сценариев ПАТ;
- расчетная поддержка Кризисного центра в случае возникновения аварийной ситуации.

### Список литературы

1. «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» // Нормативный документ НП-001-15, 17.12.2015.
2. Возможности по применению программно-технического комплекса «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР» для обеспечения безопасности эксплуатации АЭС / А.А. Дружаев, В.А. Чернаков, А.А. Семенов, С.М. Гололобов // МНПК-2017 «Безопасность, эффективность, ресурс. – Севастополь: Изд-во СевГУ, 2017 – С. 19 – 20.

## РАЗВИТИЕ ОПЕРАТИВНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СИСТЕМЫ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ АЭС

*Косов А.Д., Орехов А.А., Абуталипов Р.А.,  
Илларионенкова Д.В.  
АО «ВНИИАЭС», г. Москва*

### Введение

Более чем 60 летний опыт эксплуатации атомных электростанций (АЭС) в России и за рубежом показал, что обеспечение безопасности персонала и населения в случае возникновения радиационной аварии является одной из приоритетных государственных задач. Решение данной задачи требует создания потенциала для эффективного аварийного реагирования. Под потенциалом подразумеваются материальные и людские ресурсы, распределение ролей и ответственности между участниками реагирования, разработка и тестирование алгоритмов их действий. Все это - составные части системы аварийного реагирования на уровне объекта, отрасли и национальном уровне. В качестве одного из немаловажных элементов данной системы уже несколько десятков лет создаются специальные инструменты – системы поддержки принятия решений (СППР). Анализ аварии на АЭС Фукусима -1, а также

опыт противоаварийных тренировок и учений на АЭС позволили оценить эффективность и границы использования существующих СППР и определить некоторые направления их развития.

В настоящей работе приведен краткий анализ аварии на АЭС Фукусима-1, опыта проведения противоаварийных тренировок и учений на АЭС АО «Концерн Росэнергоатом» с участием группы ОПАС в части подготовки рекомендаций по вмешательству, а также анализ современных стандартов МАГАТЭ, сформулированы принципы построения современных систем поддержки принятия решений по мерам защиты населения.

Использование системы поддержки принятия решений по мерам защиты населения во время аварии на АЭС Фукусима

В настоящее время в России и за рубежом разработано достаточно много различных систем поддержки принятия решений по мерам защиты населения в случае радиационной аварии на АЭС (RODOS, ARGOS, NARAC, MACCS2, SPEEDI), которые до аварии на АЭС Фукусима (11.03.2011) использовались только во время противоаварийных тренировок и учений, демонстрируя положительную практику и хорошие результаты. Использование одной из таких СППР SPEEDI (System for Prediction of Environment Emergency Dose Information) в реальных условиях состоялось 11.03.2011 в Японии.

СППР SPEEDI, использующаяся в национальной системе аварийного реагирования Японии [1], основывалась на проведении модельных расчетов с использованием данных системы радиационного контроля. Но восточно-японское землетрясение и цунами привели к потере как внешнего, так и резервного электропитания АЭС, а также - к повреждению каналов передачи данных от постов радиационного контроля в модуль оценки параметров источника выброса, что не позволило использовать SPEEDI [1] и в полном объеме реализовать предусмотренный в Японии алгоритм аварийного реагирования. Все это привело к задержке в проведении мероприятий по защите населения префектуры Фукусима и соседних префектур.

Авария на АЭС Фукусима [1] стала мощным импульсом к пересмотру требований по обеспечению отказоустойчивости важных для безопасности систем АЭС.

В Федеральных нормах и правилах Российской Федерации НП-001-15 [2] ужесточены требования к отказоустойчивости систем радиационного контроля: такие системы должны быть устойчивы к природным (землетрясения, ураганы, смерчи, наводнения) и техногенным событиям, а также к другим возможным воздействиям в случае возникновения аварии на АЭС.

Очевидно, что СППР предназначены для интерпретации результатов радиационного контроля в виде конкретных защитных мероприятий. Тем не менее вопрос повышения надежности всей СППР в настоящее время практически не решен. Очевидно, что современные системы ППР должны реализовывать механизм, алгоритм или процедуру подготовки рекомендации по мерам защиты населения даже в случае неработоспособности (отказа) отдельных её элементов.

Необходимость использования результатов радиационного контроля для уточнения мер по вмешательству получило своё отражение в ряде современных стандартов МАГАТЭ [3-4]. Согласно рекомендациям МАГАТЭ [3-4] современная система поддержки принятия ре-

шений является первым источником информации для подготовки защитных мер и должна основываться как на результатах радиационного контроля, так и состоянии оборудования и критических функций безопасности энергоблоков АЭС. Такая СППР должна применяться для выявления первоочередных направлений для проведения защитных мер, а также для ориентирования групп, проводящих радиационный мониторинг. При этом ключевое значение в работе СППР должно быть уделено оперативности выполнения расчетов радиационных последствий аварии.

### Опыт проведения противоаварийных тренировок и учений на АЭС с участием группы ОПАС и Центров технической поддержки

Опыт проведения противоаварийных тренировок и учений на АЭС с участием группы ОПАС и центров технической поддержки (ЦТП) также продемонстрировал необходимость развития СППР. Большая часть СППР, стоящих на вооружении Кризисного центра АО «Концерн Росэнергоатом» и ЦТП, создавалась более 20 лет назад. Несомненно ряд ПТК за это время был существенно доработан в части модели переноса радионуклидов в окружающей среде, но кардинальных и принципиальных изменений не производилось.

В настоящее время в АО «Концерн Росэнергоатом» реализована линейная схема подготовки рекомендации по мерам защиты населения (рис. 1), основным недостатком которой является жесткая зависимость от эффективности последовательной реализации следующих основных этапов: оценка параметров источника выброса, оценка метеоусловий, прогноз доз облучения и сравнение с действующими критериями вмешательства (таблицы 6.1 и 6.3 НРБ-99/2009 [5]).

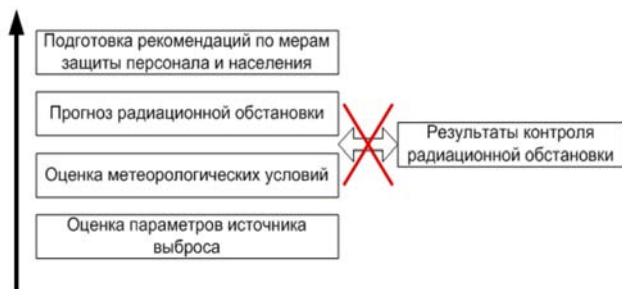


Рис. 1. Линейная схема подготовки рекомендации по мерам защиты населения

Как видно из рисунка 1, данный подход имеет два существенных недостатка: непосредственная зависимость от параметров источника, которые сложно получить в процессе развития аварии (в отдельных случаях не возможно) и неучет результатов радиационного контроля.

Наиболее сложной и неавтоматизированной процедурой подготовки рекомендации по мерам защиты населения является оценка параметров источника выброса в связи с большим числом неопределенностей при выборе исходных данных (степень повреждения топлива и активной зоны реактора, количество вышедшего теплоносителя, путь формирования выброса, работоспособность систем локализации выброса).

При этом данные систем радиационного контроля в помещениях энергоблоков АЭС, постов автомати-

зированного радиационного контроля в окружающей среде и результаты радиационной разведки фактически не используются при принятии решений по мерам защиты населения или уточнения ранее выполненных оценок.

Современная система поддержки принятия решений по мерам защиты персонала и населения в случае радиационной аварии на АЭС должна реализовывать непрерывный цикл подготовки и уточнения рекомендаций по мерам защиты населения, основываясь на имеющихся данных о состоянии РУ, данных АСРК, АСКРО и результатах радиационной разведки.

Под непрерывным циклом понимается механизм уточнения рекомендации по мерам защиты населения по мере получения новых данных о технологическом состоянии оборудования и отклику в окружающей среде (рис. 2).



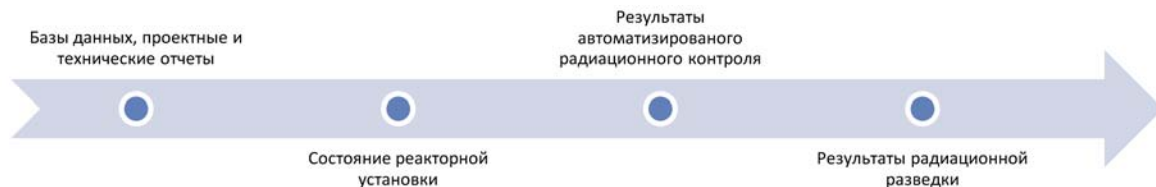
Рис. 2. Непрерывный цикл подготовки и уточнения рекомендаций по мерам защиты населения

Непрерывный цикл подготовки и уточнения рекомендаций по мерам защиты населения обеспечит отказоустойчивость СППР за счет адаптивности к имеющимся в наличии исходным данным. То есть при невозможности получения данных о технологическом состоянии оборудования меры по защите населения должны основываться на результатах радиационного контроля.

Непрерывность подготовки и уточнения рекомендаций по мерам защиты населения можно обеспечить путем поэтапного использования:

- данных, представленных в ТООБ, УОБ, проектной документации, научно-технических отчетах ведущих организаций в области ядерной энергетики, в базах данных по радиационным авариям, а также данных, полученных по результатам расчетов, выполненных с использованием аттестованных программных кодов;
- результатов инструментальных измерений радиационно-технологических параметров реакторной установки;
- результатов радиационного контроля окружающей среды (данные АСКРО и радиационной разведки).

Последовательность использования исходных данных для подготовки и уточнения рекомендации по мерам защиты населения приведена на рисунке 3.



**Рис. 3.** Последовательность использования исходных данных для подготовки и уточнения рекомендации по мерам защиты населения

## Выводы

Представляется целесообразным разработку современной системы поддержки принятия решений по мерам защиты персонала и населения в случае радиационной аварии на АЭС, реализующей непрерывный цикл подготовки рекомендаций по мерам защиты населения с учетом данных о состоянии РУ, АСРК, АСКРО и результатах радиационной разведки. При этом СППР должна отвечать следующим основным требованиям:

- отказоустойчивость системы в целом и на уровне отдельных расчетных модулей;
- взаимная интеграция расчетных модулей между собой;
- простой и интуитивно понятный интерфейс, позволяющий работать в условиях стрессового со-

стояния персонала и ограниченного временного ресурса;

- адаптивность к имеющимся исходным данным, необходимых для выполнения расчета (точность расчета зависит от имеющихся исходных данных для выполнения расчета).

## Список литературы

1. Доклад Генерального директора МАГАТЭ «Авария на АЭС «Фукусима-дайти». МАГАТЭ, Вена, 2015R.
2. НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
3. Меры по защите населения в случае тяжелой аварии на легководном реакторе. EPR-NPP 2013 МАГАТЭ, Вена 2013.
4. Мониторинг окружающей среды и источников для целей радиационной защиты. RS-G-1.8 МАГАТЭ, Вена 2016.
5. Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009.

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В XXI ВЕКЕ

*Алексеев С.В.*

*АО «Концерн Росэнергоатом»*

Мир сталкивается с новой комплексной проблемой поддержания экономической, экологической и энергетической безопасности для обеспечения долгосрочного развития человечества. Решение данной проблемы требует объединения усилий в поиске инновационных направлений технологического развития обеспечивающих стабильное и обеспеченное будущее.

Сформулированные ООН на основе общего понимания Цели устойчивого развития на период до 2030 года исходят из необходимости адекватно реагировать на проблемы современности, разрабатывать устойчивые модели, которые позволяют реализовывать долгосрочные стратегии, включающие решение этих проблем

Анализ прогнозов развития энергетики показывает, что к 2050 году ожидается существенное увеличение доли безуглеродной, снижение вклада угольной и рост газовой составляющих потребления первичных энерго-ресурсов.

Решение экологических и ресурсных проблем требует диверсификации энергоисточников.

АЭ обладает большим ресурсным потенциалом, который на сегодняшний день используется не оптимальным образом. На сегодняшний день при работе большинства АЭС в открытом топливном цикле при выработке энергии используется нейтронный потенциал урана-235, содержание которого в природной композиции составляет 0,7%.

Увеличение вклада ядерной генерации в энергетический баланс возможно в случае перехода на Новую Технологическую платформу с использованием потенциала урана-238 и тория-232.

Ожидается, что к середине века доля АЭ в генерации электричества вырастет до 14%. Основа развития - реакторы с тепловым спектром нейтронов. Рост интегральной мощности составит приблизительно 1.5% в год. Ожидается смещение рынка спроса на строительство АЭС в развивающиеся страны (Китай, Индия, Ближний Восток, ...). Рост атомной генерации требует решения проблемы организации заключительной стадии жизненного цикла АЭС и ЯТЦ.

Организация открытого ядерного топливного цикла от этапа добычи природного урана до окончательного захоронения облученного ядерного топлива сталкивается с системными проблемами.

Ресурсная база традиционной АЭ ограничена запасами природного урана (в России ~700 тыс. тонн в мире ~7 млн. тонн) в то время как работа современных АЭС должна быть обеспечена топливом на весь срок службы, который составляет 60-80 лет.

В процессе обогащения природного урана постоянно накапливаются склады обедненного урана.

На сегодня в мире накоплено 360 тыс тонн ОЯТ, глубинное захоронение которого может потребовать до 42 млн. м<sup>3</sup> в ПЗРО.

Проблема лицензирования ПЗРО для окончательного захоронения ОЯТ пока не решена.

Среди основных целей стратегического развития ЯЭС России можно отметить

- формирование полномасштабной структуры атомного промышленного комплекса, как энергетической базы устойчивого развития страны в стратегической перспективе;
  - обеспечение геополитических интересов страны на мировом атомном энергетическом рынке в области реакторостроения и услуг замкнутого топливного цикла;
  - создание структуры атомного энергопромышленного комплекса, обеспечивающего потребности ядерной энергетики в топливе на длительную перспективу, приемлемое обращение с облученным ядерным топливом и радиоактивными отходами.
- На сегодня ядерная энергетика страны составляет:
- около 18% от всей электрогенерации в России,
  - 7% мирового рынка производства электрической энергии на атомных электростанциях,
  - 19 % мирового рынка реакторостроения,
  - 42 % мирового рынка обогащения урана,
  - 13% мировой добычи природного урана.

Долгосрочное развитие связано с сохранением доли атомной генерации при росте интегральной мощности до 36-38 ГВт к 2035 году.

Основой развития является реакторная технология ВВЭР.

Ядерная отрасль консолидирована в единый хозяйственный механизм — ГК «Росатом», объединяющую все ядерные производства по принципу организации полного ЖЦ.

Развернуто второе в мире по масштабам (после Китая) строительство новых АЭС.

Начат ряд новых проектов, в том числе по замыканию ядерного топливного цикла

Реализуется агрессивная политика внедрения российских технологий на мировой ядерный рынок.

Предпосылками развития двухкомпонентной ЯЭС являются:

- Обеспечение стратегических целей ГК «Росатом»;
- Технологическое лидерство России на рынке ядерных энергетических технологий в области замыкания ядерного топливного цикла и реакторов с быстрым спектром нейтронов;
- Накопление экологических проблем, изменение климата, значительная роль АЭ в развитии «Зеленой энергетики» и снижении выбросов CO<sub>2</sub>;
- В основу политики ГК «Росатом» в части обращения с ОЯТ положен принцип обеспечения переработки при экономически выгодном и экологически приемлемом обращении с регенерированными материалами и РАО;
- Основу долгосрочного развития АЭ России будут составлять существующие и вводимые новые АЭС с ВВЭР, которые будут эксплуатироваться до конца XXI века;
- Развитие ЯЭС России в рамках реализации открытого ЯТЦ приводит к:
  - дефициту природного урана (в России ~700 тыс. тонн) с ~2055 года (с учетом всего срока службы АЭС и необходимости топливообеспечение АЭС российского дизайна за рубежом),
  - резервированию значительного объема пунктов временного хранения ОЯТ,
  - реализации дорогостоящей программы строительства объекта окончательной изоляции ВАО,

- постоянному росту оценочных обязательств (финансовое обременение) по ОЯТ (~300 млрд руб к 2035 году);
- Развитие ЯЭС России в рамках реализации открытого ЯТЦ с переработкой приводит к накоплению не вовлеченных в ЯТЦ регенерированных ЯМ (включая плутоний). Основными проблемами развития АЭ являются:
  - необходимость долгосрочного планирования с учетом полного ЖЦ объектов;
  - высокая удельная стоимость электроэнергии (связанная в основном с капитальными затратами на строительство АЭС);
  - зависимость от природных ресурсов (ограниченность запасов дешевого природного урана);
  - обращение с ОЯТ и РАО;
  - обеспечение международного режима нераспространения ядерного оружия, включая физическую защиту ядерных материалов и установок.
 Построение двухкомпонентной ЯЭС с тепловыми и быстрыми реакторами, функционирующими в замкнутом ЯТЦ, должно позволить решить стоящие перед АЭ задачи:
  - повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетики в целом,
  - формирование ЯЭС с АЭС на усовершенствованных легководных и быстрых реакторах, работающих в замкнутом ядерно-топливном цикле,
  - увеличение экспортного потенциала ядерных технологий России, дальнейшее развитие экспорта атомных электростанций, электрической энергии, ядерного топлива и услуг ядерного топливного цикла.
 Основными задачами формирования двухкомпонентной ЯЭС в России являются:
  - Демонстрация коммерческой технологии быстрых натриевых реакторов БН-1200, технологий переработки ОЯТ и производства смешанного уран-плутониевого топлива;
  - Формирование готовых решений по отдельным компонентам технологий и комплексного предложения для внешнего рынка;
  - Обеспечение коммерческого предложения по переработке ОЯТ и производству смешанного уран-плутониевого топлива для внешнего рынка;
  - Обеспечение стратегии устойчивого развития ЯЭС России в части обращения с ОЯТ и РАО, вовлечению регенерированных ЯМ в ЯТЦ тепловых и быстрых реакторов и снятию ограничений по топливообеспечению при долгосрочном развитии;
  - Покрытие дефицита природного урана после 2050 при неминуемом росте его цены;
  - Улучшение экспортного потенциала АЭС с ВВЭР, в том числе благодаря возможности предоставления полного набора услуг по ЖЦ ядерного топлива;
  - Обеспечение возможности привлечения в ЯТЦ плутония из ОЯТ зарубежного происхождения.
 Почему мы можем уверенно говорить о технологии БН при построении двухкомпонентной ЯЭС?
 

Технология БН это -

  - наиболее развитая технология реакторов с быстрым спектром нейтронов с высокой степенью готовности к коммерциализации (более 150 реакторо-лет);
  - обеспечение высокого уровня безопасности вследствие низкого давления в 1-м контуре и исключения аварий с потерей теплоносителя, малый запас избыточной реактивности, упрощающий СУЗ (характеристики по безопасности энергоблока соответствуют

- современным требованиям, предъявляемым к реакторам IV поколения);
- полное использование потенциала урана, увеличивающее этот потенциал в ~100 раз и отсутствие потребности в обогащенном уране для подпитки;
- избыточный нейтронный потенциал в активной зоне обеспечивает:
  - расширенное воспроизводство ядерного топлива;
  - выжигание плутония и сокращение его накопленных запасов;
  - выжигание МА и снижение активности РАО;
  - возможность коммерческой наработки изотопов;
- возможность работы с топливом разных типов (МОКС, СНУП, карбид, металл);
- возможность работы с реакторным плутонием различного качества.

Чем может быть привлекателен выбор МОКС технологии производства смешанного уран-плутониевого ядерного топлива?

- МОКС топливо это -
- наиболее развитая технология производства смешанного уран плутониевого топлива;
  - толерантность к требованиям по режимам эксплуатации и топливным циклам;
  - возможность обеспечения высоких параметров выгорания до 19% т.а.;
  - унифицированным топливом для ВВЭР и БН в двухкомпонентной ядерной системе может быть только МОКС.

Почему надо стремиться решать проблему внедрения технологии реакторов БН работающих в замкнутом ЯТЦ уже сегодня?

- Необходима:
- демонстрация коммерческой технологии быстрых натриевых реакторов БН-1200, технологий переработки ОЯТ и производства смешанного уран-плутониевого топлива для обеспечения технологического лидерства;
  - формирование коммерческого предложения по обращению с ОЯТ и РАО для зарубежных заказчиков;
  - снижение темпа накопления ОЯТ в хранилищах;
  - снижение финансового обременения по обращению ОЯТ и РАО.

Современный проект реактора БН-1200М обеспечивает сравнимые с реакторами ВВЭР показатели капитальных затрат и LCOE.

Расширение объемов переработки ОЯТ тепловых реакторов и эффективное вовлечение плутония в ЯТЦ позволяет снизить финансовые риски заключительной стадии ЯТЦ связанные с накоплением ОЯТ.

Реакторная технология БН дает возможность самообеспечения и расширенного воспроизводства ядерного топлива, возможность выжигания МА и долгоживущих ПД. Быстрый спектр нейтронов обеспечивает уникальные условия для наработки коммерческих изотопов (Co-60). Технология БН позволяет использовать плутоний различного качества.

Организация замыкания ЯТЦ в двухкомпонентной ЯЭС России позволяет выйти на международные рынки с новой продукцией (вовлечение плутония и МА в ЯТЦ, наработка изотопной продукции)

Референтность технологии быстрых реакторов и технологий ЯТЦ позволяет обеспечить минимизацию технологических рисков, а инновационность технологических решений - гарантированное лидерство в долгосрочном периоде.

В соответствии с текущими и планируемыми к выполнению программами инновационного развития АЭ России можно определить основные этапы построения двухкомпонентной ЯЭС.

К первому этапу, который условно можно отнести к работам до 2035 года, можно отнести:

- реализация программ по изготовлению МОКС-топлива для БН-800;
- реализация программы повышения выгорания для МОКС топлива;
- реализация программы формирования инфраструктуры переработки ОЯТ реакторов ВВЭР-1000/1200;
- формирование коммерческого предложения по услуге обращения с ОЯТ для иностранных заказчиков;
- создание промышленного производства МОКС топлива для БН-1200;
- формирование технических решений по коммерческой наработке изотопной продукции в реакторах БН (в связи с выводом из эксплуатации реакторов РБМК);
- ввод в эксплуатацию малой серии БН-1200 (строительство 3-ех энергоблоков, получение опыта эксплуатации).

Ко второму этапу можно отнести:

- дальнейшее повышение уровня безопасности, конкурентоспособности и привлекательности двухкомпонентной ЯЭС;
- серийное строительство БН-1200;
- достижение промышленных масштабов производств замкнутого ЯТЦ;
- развитие «неводных» методов переработки ОЯТ (повышение эффективности, ускорение процессов);
- развитие реакторов нового поколения с газовым и жидкосолевым теплоносителем (решение проблемы трансмутации и утилизации долгоживущих ПД и МА, развитие неэнергетических применений АЭ);
- управление накоплением ОЯТ и РАО в системе (формирование сбалансированной структуры ядерной энергетики, потребляющей ЯМ, регенерированные в процессе переработки ОЯТ);
- решение проблемы обращения с РАО.

## ИННОВАЦИОННЫЕ РЕАКТОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ 4-ГО ПОКОЛЕНИЯ И ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ИХ РАЗВИТИЯ В РАМКАХ МЕЖДУНАРОДНОГО ФОРУМА «ПОКОЛЕНИЕ-IV»

*Ашурко Ю.М.*

*АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», Обнинск*

### Введение

Международный форум «Поколение-IV» (МФП) был создан в начале столетия с целью организации и координации международного сотрудничества по НИ-ОКР, проводимым в обоснование реакторных систем 4-го поколения, и обмена полученными результатами.

Шесть реакторных технологий были выбраны в качестве перспективных для разработки в рамках МФП:

- быстрый натриевый реактор (РБН);
- быстрый свинцовый реактор (БСР);

- быстрый газовый реактор (БГР);
- сверхкритический водяной реактор (СКВР);
- жидкосолевого реактор (ЖСР);
- сверхвысокотемпературный газовый реактор (СВТГР).

Хартия МФП была подписана в июле 2001 года 9 странами (Аргентина, Бразилия, Великобритания, Канада, США, Франция, ЮАР, Ю. Корея, Япония). Впоследствии к ним присоединились Швейцария в 2002 году, Евратом в 2003 году, Российская Федерация и КНР в 2006 году и Австралия в 2016 году.

Рамочное соглашение МФП, регламентирующее его деятельность, было подписано 25 февраля 2005 года сроком на 10 лет. В феврале 2015 года в связи с истечением срока действия Рамочного соглашения МФП оно было продлено до февраля 2025 года. Австралия подписала Рамочное соглашение МФП в сентябре 2017 года. Из 14 стран-членов МФП только 3 страны не подписали Рамочное соглашение МФП, оставаясь лишь формальными членами этой организации: Аргентина, Бразилия и Великобритания.

Правительство РФ назначило Госкорпорацию по атомной энергии «Росатом» Полномочным представителем Российской Федерации в МФП. В настоящее время ГК «Росатом» участвует в работах по четырем реакторным технологиям из шести разрабатываемых в рамках МФП:

- в 2010 году подписано и затем в 2016 году продлено участие в Системной договоренности МФП по РБН;
- в 2011 году подписано и затем в 2016 году продлено участие в Системной договоренности МФП по СКВР;
- в 2011 году подписан Меморандум о взаимопонимании МФП по СБР;
- в 2013 году подписан Меморандум о взаимопонимании МФП по ЖСР.

### Цели и задачи МФП

Основополагающие цели МФП разбиты на 4 категории:

- устойчивость развития;
- безопасность и надежность;
- нераспространение и физическая защита;
- экономика.

В рамках категории «устойчивость развития» сформулированы две основные цели:

- обеспечивать устойчивую выработку электроэнергии, отвечающую экологическим требованиям по чистоте воздуха и способствующую долгосрочной работоспособности систем и эффективному использованию топлива для производства электроэнергии на мировом уровне;
- минимизировать свои радиоактивные отходы и заметно уменьшить объем работ, связанных с долгосрочным обращением с отходами, тем самым, улучшая защиту здоровья населения и окружающей среды.

В категории «безопасность и надежность» определены три глобальные цели:

- превосходить существующие ЯЭС по безопасности и надежности;
- иметь очень малую вероятность и степень повреждения активной зоны реактора;
- исключать необходимость реализации каких-либо аварийных мероприятий за пределами площадки.



К категории «нераспространение и физическая защита» относится одна цель:

- повысить гарантию их крайней непривлекательности и наименьшей предпочтительности с точки зрения диверсий или хищения материалов, которые могут быть использованы для производства ядерного оружия, и обеспечивать более высокий уровень физической защиты против террористических актов.

В рамках категории «экономика» сформулированы две обобщенные цели:

- иметь очевидное преимущество перед другими энергетическими источниками по стоимости затрат на реализацию их полного цикла жизни;
- иметь уровень финансового риска, сравнимый с другими проектами в энергетике.

В качестве дополнительных экономических целей выделены снижение затрат на разработку проекта и на проведение НИОКР по его обоснованию.

### Структура МФП

Действующая иерархическая структура МФП по состоянию на конец 2017 года представлена на рисунке 1. В состав руководящих структур МФП входят:

- Политическая группа (ПГ), в состав которой входят по два представителя от каждой страны, подписавшей Рамочное соглашение МФП;
- Секретариат Политической группы, в состав которого входят Политический директор и Технический

директор (по совместительству занимающий пост председателя Экспертной группы);

- Экспертная группа (ЭГ), оказывающая техническую поддержку Политической группе (в ее состав входят по два представителя от каждой страны, подписавшей Рамочное соглашение МФП);
- Группа старших советников от промышленности (ГССП), оказывающая консультационные услуги и вырабатывающая рекомендации по запросу ПГ и ЭГ (количество представителей в ней от каждой страны, подписавшей Рамочное соглашение МФП, может достигать трех человек);
- Системные руководящие комитеты (СРК), направляющие и координирующие деятельность в рамках организованных по каждому реакторному направлению Системных договоренностей (СД), либо временные СРК (ВСРК), координирующие и управляющие деятельностью в рамках Меморандумов о взаимопонимании (МОВ). В состав СРК (ВСРК) входят по два представителя от каждого члена МФП, подписавшего соответствующую Системную договоренность (Меморандум о взаимопонимании).

В рамках МФП действуют 3 Методологические рабочие группы (МРГ), которые оказывают научно-техническую и методическую поддержку деятельности МФП.

В настоящее время постоянно действуют три МРГ:

- МРГ по риску и безопасности;
- МРГ по нераспространению и физической защите;

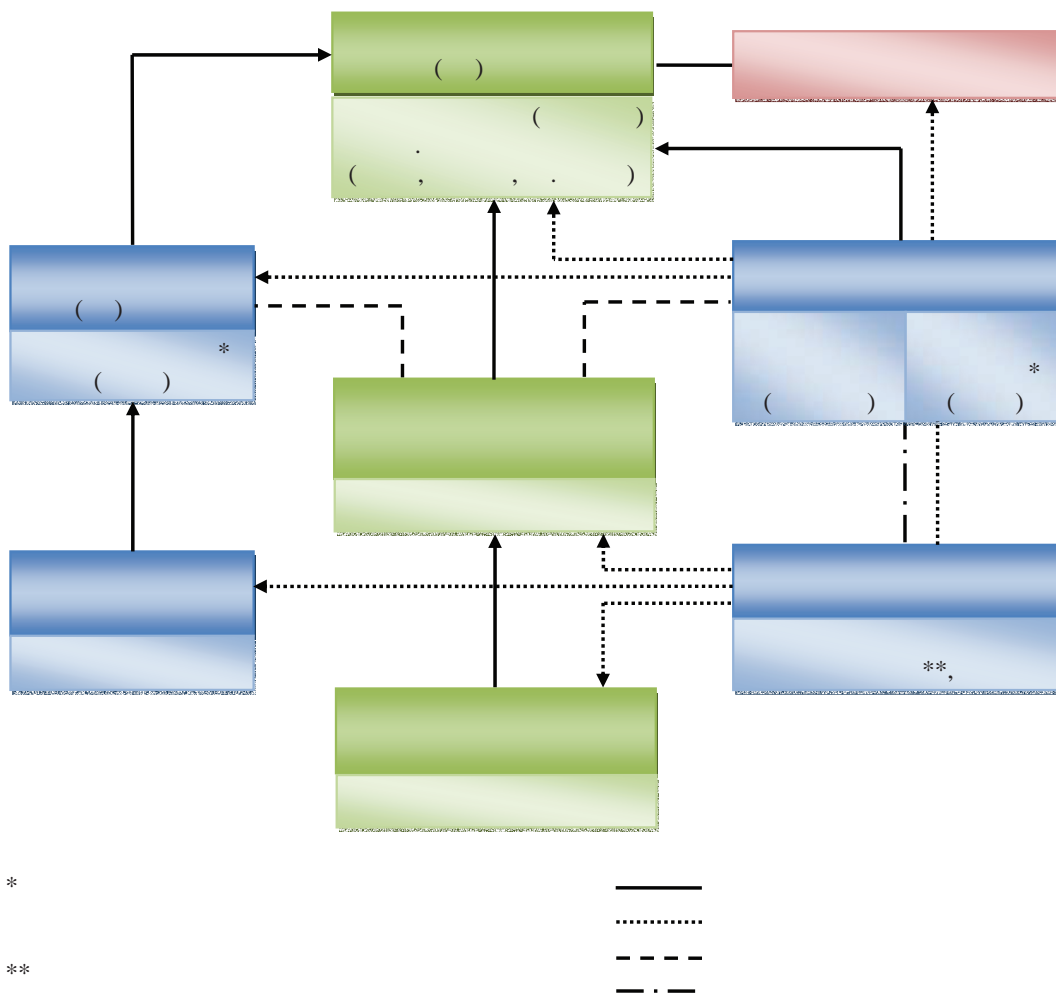


Рис. 1. Действующая структура МФП по состоянию на конец 2017 года

- МРГ по экономическому моделированию.

Последние несколько лет обсуждался вопрос об организации четвертой постоянно действующей МРГ по устойчивости развития ядерной энергетики. Однако, пока соответствующее решение не принято.

В рамках МФП действует несколько временных рабочих групп:

- Рабочая группа по разработке проектных критериев безопасности для РБН 4-го поколения;
- Рабочая группа по образованию и тренингу;
- Рабочая группа по анализу экспериментальной базы для проведения НИОКР.

В настоящее время ведется работа по созданию междисциплинарной Рабочей группы по разработке перспективных материалов.

Всю организационную работу, в том числе, учет и хранение документов, выпускаемых и подписываемых в рамках МФП, осуществляет Технический секретариат МФП, располагающийся в штаб-квартире Агентства по ядерной энергии ОЭСР в Париже.

В последние годы МФП уделяет большое внимание проблемам, связанным с развертыванием перспективных ядерных энергетических систем (ЯЭС) 4-го поколения. В этой связи выделены три ключевых направления деятельности, каждое из которых курируется одним из трех заместителей председателя ПГ:

- вопросы взаимодействия с рынком, в том числе учет требований со стороны промышленности;
- вопросы взаимодействия с надзорными органами по обоснованию безопасности перспективных ЯЭС;
- вопросы взаимодействия с другими международными организациями и координации усилий по продвижению перспективных ЯЭС.

НИОКР ведутся в рамках МФП на уровне Проектных соглашений (ПС), создаваемых в рамках Систем-

ных договоренностей, руководство которыми осуществляют соответствующие Управляющие советы (УС). В состав УС входят по два представителя от каждого члена МФП, подписавшего данное ПС. Для координации НИОКР разрабатываются соответствующие Системные планы исследований в рамках СД и ПС. При этом НИОКР выполняются странами-участницами за счет собственных средств.

По состоянию на 2017 год действуют четыре Системные договоренности, подписанные по направлениям РБН, СВТГР, БГР и СКВР, и два Меморандума о взаимопонимании по направлениям БСР и ЖСР. Отметим, что в рамках МОВ не предполагается совместное проведение НИОКР, взаимодействие его членов ограничивается обменом научно-технической информацией по НИОКР, выполняемым на национальном уровне.

В числе основных задач МОВ является подготовка к заключению Системной договоренности по соответствующей реакторной технологии, которая предусматривает, в том числе, разработку и согласование Системного плана исследований по данной реакторной технологии в рамках МФП. В настоящее время ведется деятельность по преобразованию двух имеющихся МОВ в соответствующие Системные договоренности.

В таблице 1 представлена информация об участии стран-членов МФП в СД и МОВ по состоянию на конец 2017 года.

## Дорожная карта МФП

«Технологическая дорожная карта» проведения НИОКР в обоснование выбранных реакторных технологий 4-го поколения была разработана странами-членами МФП в 2002 году. Она предусматривает 3 этапа обоснования каждой из шести выбранных реакторных технологий:

Таблица 1. Участники СД и МОВ по состоянию на конец 2017 года и даты подписания

Член	Системные договоренности				Меморандумы о взаимопонимании	
	БГР	СКВР	РБН	СВТГР	БСР	ЖСР
Австралия				12.2017		12.2017
Аргентина						
Бразилия						
Великобритания						
Евратом	30.11.2006 (15.03.2017)	30.11.2006 (15.03.2017)	29.11.2006 (15.03.2017)	30.11.2006 (15.03.2017)	22.11.2010	06.10.2010
Канада		30.11.2006 (12.2016)				
КНР		20.05.2014 (12.2016)	02.03.2009 (08.2016)	23.10.2008 (12.2016)	Н	Н
Российская Федерация		18.07.2011 (11.2016)	06.07.2010 (02.2016)		18.07.2011	12.11.2013
США			15.02.2006 (02.2016)	30.11.2006 (11.2016)	02.2018	01.2017
Франция	30.11.2006 (11.2016)		15.02.2006 (02.2016)	30.11.2006 (12.2016)		06.10.2010
Швейцария				30.11.2006 (12.2016)		11.2015
ЮАР						
Ю. Корея			10.04.2006 (02.2016)	30.11.2006	11.2015	Н
Япония	30.11.2006 (10.2016)	05.02.2007 (11.2016)	15.02.2006 (02.2016)	30.11.2006 (11.2016)	22.11.2010	Н

Н – наблюдатель

- *Viability phase* (этап подтверждения реализуемости) – на этой стадии проводится проверка основных концептуальных решений при соответствующих условиях, в том числе выявление и разрешение всех потенциальных технических проблем для каждой из рассматриваемых реакторных технологий. По результатам выполненных исследований выбираются проверенные технические решения для каждой из исследуемых реакторных технологий;
- *Performance phase* (этап выбора характеристик) – на данном этапе решается задача подтверждения и обоснования характеристик выбранных проектных решений для тех или иных систем и оборудования, конструкционных материалов, явлений;
- *Demonstration phase* (демонстрационная фаза) – на этой стадии предполагается осуществить разработку рабочих проектов систем и оборудования, их лицензирование, сооружение и эксплуатацию с целью демонстрации работоспособности выбранных проектных решений и переходу к стадии их коммерческой реализации.

Очевидно, что разрабатываемые в рамках МФП реакторные технологии находятся на различных этапах их реализации. Например, НИОКР по РБН уже в основном соответствуют второму этапу – подтверждению характеристик для выбранных проектных решений, в то время как остальные реакторные технологии находятся на этапе подтверждения их реализуемости.

В 2013 году «Технологическая дорожная карта» МФП была откорректирована с учетом текущего состояния работ в рамках МФП.

На рисунке 2 представлены первоначальный и откорректированный план-графики прохождения трех вышеупомянутых фаз.

### Текущее состояние работ по перспективным реакторным технологиям

Основные требования, предъявляемые к характеристикам реакторных систем 4-го поколения, которые сформулированы в рамках МФП, представлены в таблице 2.

#### Быстрый натриевый реактор

Ведется разработка проектов РБН с трехконтурными схемами как с традиционным пароводяным третьим контуром, так и с газовым брайтоновским циклом на

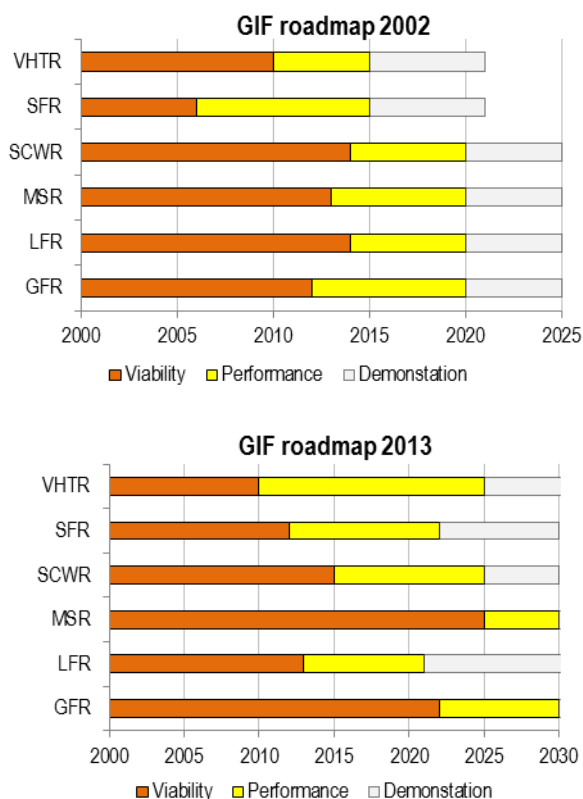


Рис. 2. Исходный (2002 год) и откорректированный (2013 год) план-графики развития перспективных реакторных технологий 4-го поколения

базе уже освоенных параметров по температуре для натриевого теплоносителя. Большое внимание уделяется повышению безопасности за счет максимального уменьшения пассивных систем безопасности и внутренне присущих свойств безопасности.

Принципиальная схема РБН и основные характеристики проектов, рассматриваемых в рамках МФП, даны на рисунке 3 и в таблице 3 соответственно.

НИОКР по РБН ведутся в рамках следующих Проектных соглашений МФП:

- по безопасности и эксплуатации;
- по усовершенствованному топливу;
- по проектам оборудования и блоку преобразования энергии.

Таблица 2. Основные характеристики реакторных систем 4-го поколения

Реакторная система	Спектр нейтронов	Теплоноситель	Температура на выходе из а.з., °С	Топливный цикл	Мощность, МВт <sub>эл</sub>
Быстрый натриевый реактор	Быстрый	Натрий	500-550	Замкнутый	50-150 300-1500 600-1500
Быстрый свинцовый реактор	Быстрый	Свинец	480-570	Замкнутый	20-180 300-1200 600-1000
Быстрый газовый реактор	Быстрый	Гелий	850	Замкнутый	1200
Сверхкритический водяной реактор	Тепловой/ Быстрый	Вода	510-625	Открытый/ Замкнутый	300-700 1000-1500
Жидкосолевого реактор	Тепловой/ Быстрый	Соли фторидов	700-800	Замкнутый	1000
Сверхвысокотемпературный газовый реактор	Тепловой	Гелий	900-1000	Открытый	250-300

Таблица 3. Ключевые параметры концепций РБН 4-го поколения, заявленных в МФП

Проектные параметры	JSFR	KALIMER	AFR	ESFR
Электрическая мощность, МВт <sub>эл</sub>	1500	600	100	1512
Тепловая мощность, МВт <sub>т</sub>	3570	1500	250	3600
Конфигурация 1 контура	Петлевая	Баковая	Баковая	Баковая
КПД энергоблока, %	42	40	41,9	42
Температура теплоносителя на выходе а.з., °С	550	545	550	545
Температура теплоносителя на входе а.з., °С	395	390	395	395
Температура острого пара, °С	503	503	-	490
Давление острого пара, МПа	16,7	16,5	-	18,5
Продолжительность кампании, лет	1,5-2,2	1,1	30	1,35
Количество перегрузок топлива	4	5	1	5
Диаметр а.з., м	5,1	4,2	< 3,0	4,72
Высота а.з., м	1,0	0,89	1,1	1,0
Вид топлива	МОКС+МА	Металл (U-Pu-10%Zr)	Металл (U-Zr)	МОКС
Конструкционный материал	ДУО	НТ9М	НТ9	ДУО
Обогащение по Pu, %	13,8	25,2	-	15,7
Глубина выгорания, ГВт-сутки/т	150	139	101	150
Коэффициент воспроизводства	1,0-1,2	0,74	0,8	1,0-1,2

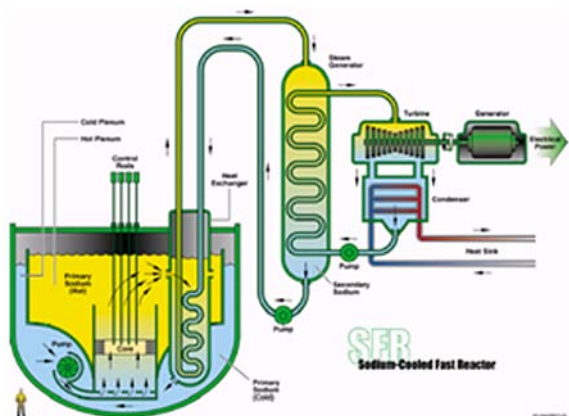


Рис. 3. Принципиальная схема РБН

Госкорпорация «Росатом» участвует в работе двух первых из перечисленных ПС и ведет переговоры по вступлению в третью ПС.

Проектное соглашение по международной демонстрации глобального цикла актинидов для РБН, в котором участвовали Франция, Япония и США, было досрочно завершено в связи с остановом реактора Monju.

В рамках Проектного соглашения МФП по системной интеграции и оценке РБН проводится оценка концепций перспективных проектов РБН на предмет их соответствия требованиям, предъявляемым к установкам 4-го поколения. В настоящее время заявлены на рассмотрение концепции:

- японского JSFR;
- европейского ESFR;
- южнокорейского KALIMER;
- американского AFR-100;
- российского БН-1200.

Планируется представление на рассмотрение концепции китайского CFR1200.

Для каждой из перечисленных концепций РБН, включая БН-1200, странами-заявителями проведена их самооценка на предмет соответствия требованиям, предъявляемым к ядерным энергетическим системам 4-го поколения, которые сформулированы в виде 26 метрик.

В рамках специально созданной рабочей группы МФП ведется разработка проектных критериев безопасности для РБН 4-го поколения.

На первом этапе работы Группы (2011-2013 гг.) был выпущен отчет «Проектные критерии безопасности для РБН 4-го поколения». Главной задачей второго этапа деятельности Рабочей группы (2013-2018 гг.) является подготовка и выпуск двух Руководств по применению разработанных проектных критериев безопасности для РБН:

- «Руководство по безопасности. Принципы безопасности и проектные условия»;
- «Руководство по безопасности. Ключевые структуры, системы и компоненты».

Первое руководство было выпущено в 2015 году, в этом году завершена разработка второго Руководства.

В этом году был выполнен анализ соответствия требований по безопасности, используемых при обосновании проекта БН-1200, с проектными критериями безопасности для РБН 4-го поколения, разработанными в рамках МФП, который показал их согласованность.

### Быстрый свинцовый реактор

В рамках МОВ по БСР в качестве референтных рассматриваются три проекта БСР:

- проект Европейского свинцового быстрого реактора ELFR;
- проект реактора БРЕСТ-ОД-300;
- проект модульного свинцового реактора SSTAR.

Корпорацией FALCON при поддержке Евратома ведется разработка экспериментального реактора ALFRED тепловой мощностью 300 МВт<sub>т</sub>, который предполагается разместить в Румынии.

В Бельгии сооружается исследовательская установка MYRRHA со свинцово-висмутовым теплоносителем.

Принципиальная двухконтурная схема БСР и основные характеристики референтных проектов БСР представлены на рисунке 4 и в таблице 4 соответственно.

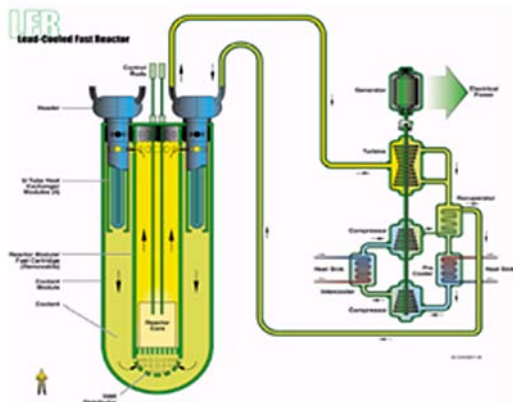


Рис. 4. Принципиальная схема БСР

Таблица 4. Ключевые параметры концепций БСР 4-го поколения, заявленных в МФП

Проектные параметры	ELFR	БРЕСТ-ОД-300	SSTAR
Электрическая мощность, МВт <sub>эл</sub>	600	300	20
Тепловая мощность, МВт <sub>т</sub>	1500	700	45
Конфигурация 1 контура	Баковая	Баковая	Баковая
КПД энергоблока, %	42	42	44
Температура теплоносителя на выходе а.з., °С	480	540	567
Температура теплоносителя на входе а.з., °С	400	420	420
Рабочая среда 2 контура	Пар-вода	Пар-вода	CO <sub>2</sub>
Температура на входе в турбину, °С	450	505	553
Температура рабочей среды 2 контура на входе в ПГ/ТО, °С	335	340	402
Давление на входе в турбину, МПа	18,0	18,0	2,0

В рамках подготовки к подписанию Системной договоренности МФП по БСР ведется разработка Системного плана исследований.

### Быстрый газовый реактор

Принципиальная схема БГР приведена на рисунке 5.

В рамках Системной договоренности МФП по БГР действует одно Проектное соглашение по концептуальному проекту и безопасности. В качестве референтной рассматривается концепция БГР большой мощности (2400 МВт<sub>т</sub>).

Работа по подготовке к подписанию Проектного соглашения по топливу, материалам активной зоны приостановлена.

В настоящее время основной акцент делается на разработку и реализацию проекта экспериментального реактора ALLEGRO.

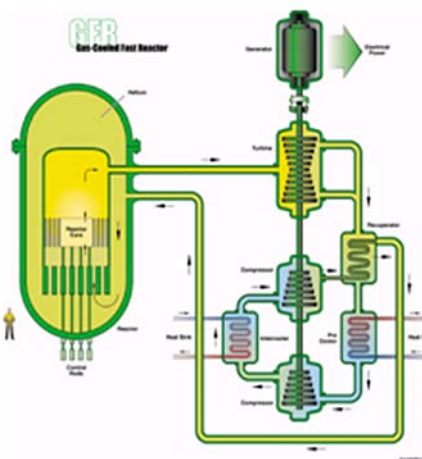


Рис. 5. Принципиальная схема БГР

### Сверхкритический водяной реактор

Принципиальная схема СКВР приведена на рис. 6.

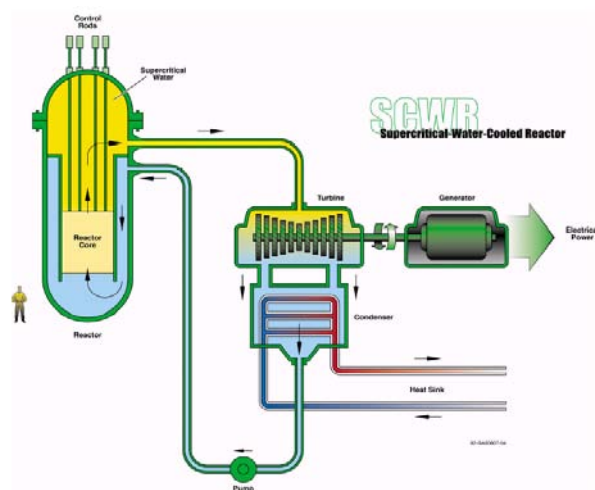


Рис. 6. Принципиальная схема СКВР

Рассматриваются три основных варианта концепций СКВР:

- концепция Европейского корпусного трехзакходного СКВР (HPLWR);
- канадская концепция СКВР с трубами под давлением;
- китайская концепция СКВР с корпусом под давлением CSR1000.

В рамках Системной договоренности МФП по СКВР действуют два ПС:

- по теплогидравлике и безопасности;
- по материалам и химии.

Готовится к подписанию ПС по системной интеграции и оценке.

Госкорпорация «Росатом» не участвует в ПС, действующих в рамках Системной договоренности по СКВР.

### Жидкосолевой реактор

Принципиальная схема ЖСР приведена на рис. 7.

В рамках МОВ по ЖСР рассматриваются два основных направления разработок:

- с жидкосолевым топливом (топливо как циркулирующий жидкий расплав);

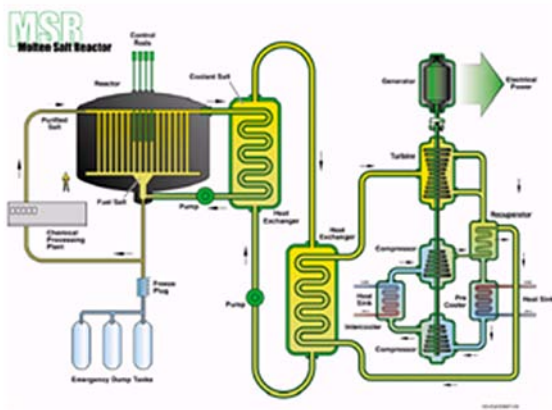


Рис. 7. Принципиальная схема ЖСР

- с твердым топливом и теплоносителем на основе расплавов солей.  
В рамках этих двух направлений рассматриваются 4 концепции ЖСР:
- концепция ЖСР с быстрым спектром нейтронов (MSFR) (Франция, Евратом);
- российская концепция жидкосолевого выжигателя МА (MOSART) с уран-ториевой подпиткой и без нее;
- США и Китай разрабатывают концепцию высокотемпературного реактора с твердым топливом, охлаждаемым расплавом солей фторидов (FHR);
- Китай, Япония и Ю. Корея развивают концепцию ториевого ЖСР (TMSR) с графитовым замедлителем.

### Сверхвысокотемпературный газовый реактор

В рамках Системной договоренности МФП по СВТГР действуют три ПС: по производству водорода; по топливу и топливному циклу; по материалам.

Готовится к подписанию ПС по валидации и бенчмаркам вычислительных методов. Принципиальная схема СВТГР представлена на рисунке 8.

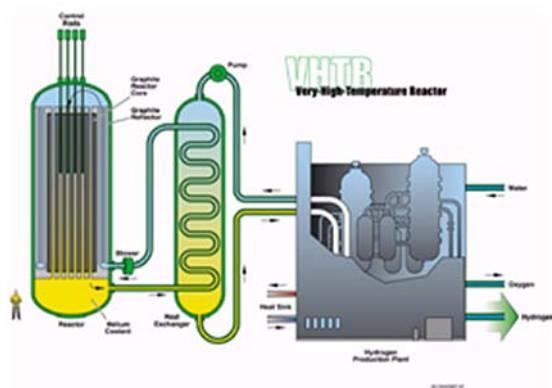


Рис. 8. Принципиальная схема СВТГР

Сейчас в мире имеются две действующие установки СВТГР: установка HTTR в центре Оараи (Япония), которая в данное время не функционирует из-за отсутствия лицензии на эксплуатацию, и экспериментальная установка HTR-10 в университете Циньхуа (Китай). В Китае завершается сооружение прототипной двухблочной АЭС с установками HTR-PM, ввод в эксплуатацию планируется в этом году.

## Основные мероприятия МФП в 2018 году

В октябре 2018 года в Париже (Франция) состоится 4-й Симпозиум МФП.

Продолжено проведение вебинаров по разработкам, ведущимся в рамках МФП.

Планируется завершить разработку Руководств по применению проектных критериев безопасности для РБН 4-го поколения, а также анализ имеющейся и необходимой экспериментальной базы в обоснование проектов ЯЭС 4-го поколения.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ДВУХКОМПОНЕНТНОЙ ЯЭС НА ОСНОВЕ РЕАКТОРОВ РБН И ТР

Муравьев Е.В.

ЧУ ГК «Росатом» «ИТЦП «Прорыв», Москва

Представляются результаты системного исследования, демонстрирующие возможность создания в России двухкомпонентной ЯЭ с выходом к концу века на уровень 120 ГВт(э) с учетом вывода из эксплуатации АЭС, отработавших срок службы, и с одновременной реализацией экспорта АЭС и топлива для них при сопоставимых вводах мощностей внутри страны и на экспорт. Исследование выполнено на системной модели, построенной с помощью Генератора системных моделей УСМ 1 [1].

### Масштабы развития

Отправной точкой исследования является предполагаемый масштаб развития, по меньшей мере, до конца века. За основу берется прогноз развития мировой и Российской энергетики до середины века от ИНЭИ и Аналитического центра при Правительстве РФ [2]. Наша экстраполяция отвечает требованиям специфики объектов ЯЭ с большой продолжительностью ЖЦ. В качестве основного принят оптимистический масштаб развития с выходом на уровень ~120 ГВт(э) к 2100 г. (рис. 1), что означает выбор стратегии роста и соответствует активной позиции нашей отрасли.

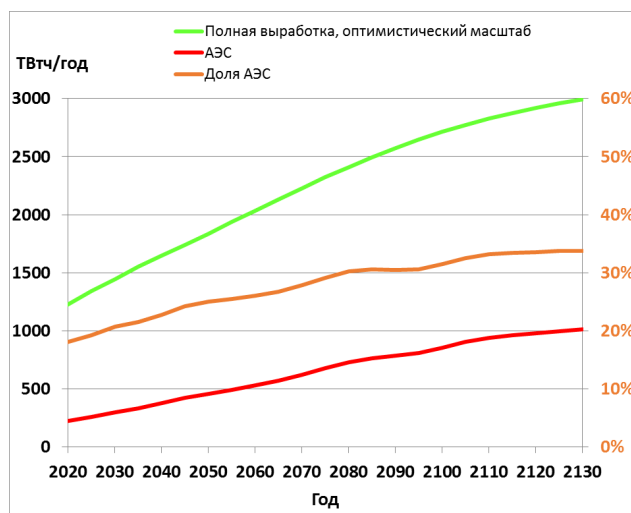


Рис. 1. Выработка электроэнергии при оптимистическом масштабе развития

## Двухкомпонентная ЯЭ

Путь к новой ЯЭ лежит через этап двухкомпонентной ее структуры, когда действующие в традиционном открытом ЯТЦ ТР будут сосуществовать с вводимыми РБН, предназначенными для работы в замкнутом ЯТЦ.

Концепция двухкомпонентной ЯЭ много раз обсуждалась в публикациях. Но обычно авторы исходили из ставшего стереотипным понимания, что РБН сами по себе являются экономически неконкурентоспособными и могли бы оправдать свое существование лишь как дополнение к ТР либо в качестве наработчиков топлива, либо в качестве «чистильщиков», сжигающих долгоживущие МА из ОЯТ ТР. Это концепция перманентной двухкомпонентной ЯЭ

В противоположность этому, концепция, ориентированная на ввод РБН естественной безопасности, экономически более привлекательных, чем традиционные ВВЭР, рассматривает двухкомпонентную ЯЭ лишь как промежуточный, переходящий этап развития ЯЭ на новой технологической платформе с доминированием РБН.

На рис. 2 представлены 2 концепции формирования 2-компонентной ЯЭ на ТР и РБН с переходом к ЗЯТЦ. И та, и другая могут быть реализованы до конца века на базе располагаемых национальных ресурсов урана и плутония. В качестве основы НТП ЯЭ рассматриваются РБН естественной безопасности с КВ~1.

Известны опасения, что в случае с такими КВ невозможно в короткие сроки нарастить уровень мощности ЯЭ, но они неактуальны. По нашим расчетам при рассматриваемом оптимистическом масштабе развития для России не реализуется такое ограничение. В любом случае проблема быстрого ввода необходимого количества мощностей РБН, не только в России, но и в мире, принципиально решается путем использования топлива из обогащенного урана (пока его ресурсы не истрачены неэффективными ТР).

В принципе возможно и использование бланкета для дополнительной наработки Pu, что не противоречит требованиям нераспространения в отношении стран «ядерного клуба». Однако переработка облученного бланкета для извлечения ~1% Pu столь же малоэффективна, как и ОЯТ ТР. Поэтому именно пуск на обогащенном уране несомненно является предпочти-

тельным для решения проблемы топливообеспечения быстрого роста РБН.

На рисунке 2 показаны также кривые предполагаемого изменения установленных мощностей экспортированных АЭС (с учетом вывода из эксплуатации отработавших 60-летний срок службы и при соотношении вводов мощностей внутри страны и на экспорт ~1:1 для ВВЭР и от 1:1 до 2:1 для РБН).

## Топливный баланс

Топливный баланс развивающейся двухкомпонентной системы ЯЭ с замыканием ЯТЦ может включать следующие виды ЯТ (в соответствии с динамикой изменения действующих мощностей):

- УОХ топливо ТР на основе обогащенного урана, в том числе дообогащенного регенерата урана из ОЯТ ТР;
- UN топливо РБН из обогащенного урана и дообогащенного регенерата для пуска новых блоков и их начальной подпитки до замыкания собственного ЯТЦ;
- СНУП или МОХ топливо РБН из «стороннего» плутония от переработки ОЯТ ТР, в том числе ОЯТ МОКС ВВЭР;
- регенерированное СНУП топливо РБН с неограниченным рециклированием собственного плутония;
- МОХ топливо ВВЭР (без дальнейшего рециклирования плутония);
- Ремикс топливо ВВЭР с дообогащением регенерата урана и рециклированием плутония;

Вклад перечисленных видов топлива меняется с ростом генерирующих мощностей и зависит при этом от выбора времени начала массовой переработки накопленного ОЯТ ТР с ожидаемым вводом завода РТ-2 (вместо либо в дополнение к действующему РТ-1 с относительно небольшой мощностью ~100 т/год, а также с учетом запланированного пуска в 2025 г. ОДЦ на 250 т/год ОЯТ ВВЭР). Дополнительной опцией с возможной реализацией во второй половине века является переработка ОЯТ РБМК, имеющего пониженную по сравнению с ВВЭР концентрацию плутония (~0,5%). Наряду с этим важным фактором являются условия поставки топлива и переработки ОЯТ экспортируемых РБН. В качестве наиболее адекватного решения, соответствующего требованиям развития мировой ЯЭ, при-

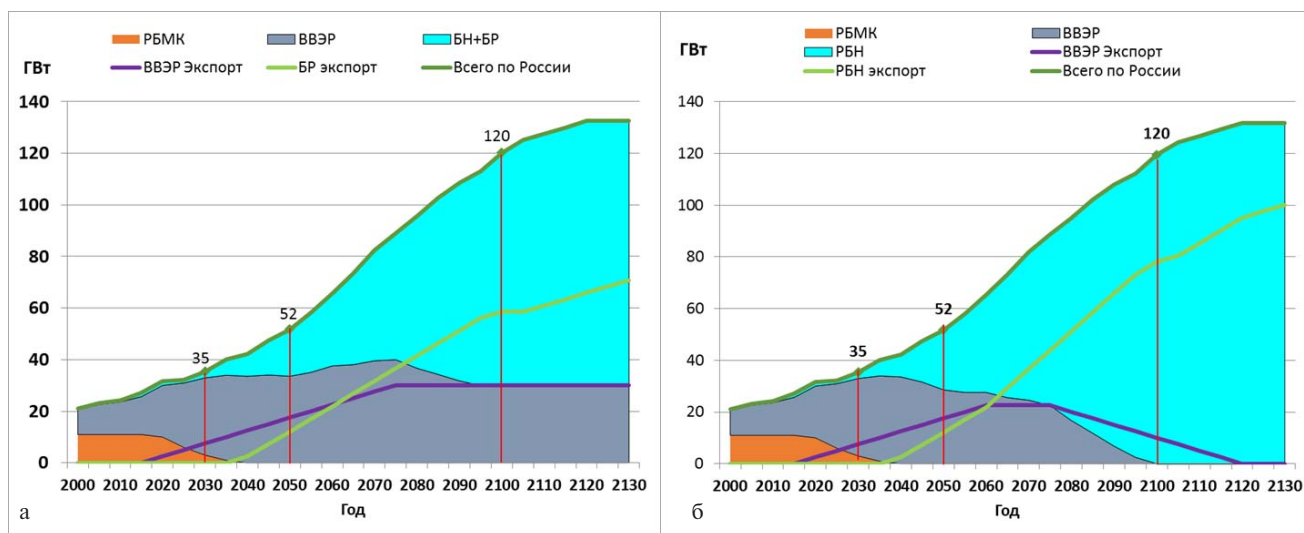


Рис. 2. Возможная динамика структуры генерирующих мощностей АЭС России. а — формирование перманентной 2-компонентной ЯЭ с замыканием ЯТЦ; б — полный переход на НТП к 2100 г. с прекращением ввода ВВЭР после 2040 г.

нимается допустимость (возможно, с некоторыми исключениями) экспорта технологий пристанционного ЯТЦ РБН, что устраняет необходимость трансграничной транспортировки больших объемов ОЯТ и свежего топлива со значительным содержанием плутония, а также предотвращает накопление плутония благодаря сокращению продолжительности внешней части ЯТЦ. В качестве ограничивающего условия принимается требование экспортной поставки топлива для первых загрузок РБН только на основе обогащенного (до ~13%) урана, опция поставки СНУП топлива требует дальнейшего рассмотрения.

## Оптимизационное сценарное исследование

С целью оптимизации развития двухкомпонентной ЯЭ России, с учетом изложенных выше соображений было выполнено сценарное исследование на системной модели RNPE (Russian Nuclear Power with Export), построенной с помощью Генератора системных моделей УСМ-1 [1]. В таблице 1 представлены 7 сценариев из рассмотренных в этом исследовании. Все они предусматривают, в соответствии с рисунком 2, достижение к концу века 120 ГВт суммарной установленной мощности АЭС.

**Таблица 2.** Перечень сравниваемых сценариев системного исследования

№	Название	Год пуска РТ-2	Начало перераб. ОЯТ РБМК	Стартовое топл. РБН на экспорт	МОКС топл. ВВЭР
1	РТ2-2030	2030	-	UN	-
2	РТ2-2040	2040	-	UN	-
3	РТ2-2060	2060	-	UN	-
4	РТ2-2080	2080	-	UN	-
5	РТ2-2060&90	2060	2090	UN	-
6	РТ2-2050M	2050	-	UN	Да
7	РТ2-2040frd*	2040	-	UN	-

Примечание: \* - fast reactor domination.

Первые 4 сценария отличаются, при прочих равных условиях, временем пуска завода РТ-2 для массовой переработки ОЯТ ВВЭР от 2030 г. до 2080 г. Сценарий 5 предполагает также переработку ОЯТ РБМК - по завершении утилизации накопленного запаса ОЯТ ВВЭР. Переработка ОЯТ РБН во всех случаях приурочена к функционированию каждого вводимого в строй ПЭК с пристанционным ЯТЦ при продолжительности внешнего топливного цикла 2 года. Сценарий 6 представляет возможную опцию топливного баланса с использованием плутония из ОЯТ ВВЭР в них самих в виде МОКС топлива (одноразово). Сценарий 7 иллюстрирует показатели, которые могут быть достигнуты при полном переходе на НТП с доминированием РБН к концу века, в соответствии со структурой генерирующих мощностей, показанной на рисунке 2Б.

При сравнительной оценке сценариев принимались во внимание следующие интегральные показатели системы ЯЭ на интервале времени до конца века:

- потребление природного урана для внутренних нужд России и для экспортных поставок ядерного топлива;
- объемы переработки ОЯТ и остатки непереработанного, включая остающийся в бассейнах выдержки АЭС;
- абсолютные затраты, как по России, так и экспортные;

- инвестиции в объекты ЯТЦ, в том числе и в среднесрочной перспективе – до 2040 г.;
- приведенные затраты системы ЯЭ, которые при заданном (одинаковом для всех сценариев) росте генерирующих мощностей выражаются в формате приведенной стоимости электроэнергии (общесистемного тарифа безубыточности - SLCOE).

В представленных сценариях были использованы технико-экономические показатели переделов открытого ЯТЦ ТР из известных публикаций и замкнутого ЯТЦ РБН в централизованном и пристанционном исполнении по результатам разработок в рамках проекта «Прорыв».

По результатам оптимизации в качестве базового для разрабатываемой Стратегии-2018 рекомендован сценарий 5, предусматривающий полную переработку ОЯТ как РБН, так и ВВЭР и РБМК с пуском завода РТ-2 в 2060 г.. Далее представлены основные характеристики этого сценария вместе с иллюстрирующими его выбор сравнительными интегральными показателями всего набора рассмотренных сценариев и отдельными характерными примерами из этого набора.

## Переработка ОЯТ ТР

На рис. 3А показана динамика накопления и переработки ОЯТ ВВЭР в базовом сценарии 5 с учетом Российских и зарубежных поступлений (от экспортированных АЭС) и с учетом функционирования РТ-1 (до 2035 г.) и ОДЦ (с 2025 г. до 2060 г.). Первая очередь завода РТ-2 мощностью 800 т/год вводится в 2060 г., к 2070 г. увеличивается до 1200 т/год (фактическая скорость переработки на графике меньше установленной мощности с учетом КИУМ).

Отдельно учитывается мощность 500 т/год модуля переработки зарубежного ОЯТ. Максимум накопления ОЯТ к середине века достигает ~15000 т, т.е. не превышает суммарной емкости имеющихся «мокрого» и «сухого» хранилищ, как показано на рисунке. По завершении утилизации накопленных объемов ОЯТ скорость переработки подстраивается путем вариации КИУМ к скорости поступления нового ОЯТ, и после 2100 г. выходит на стационарный режим.

Аналогичный график для ОЯТ РБМК представлен на рис. 3Б. Здесь переработка начинается с 2090 г. по мере высвобождения мощностей РТ-2 от переработки ОЯТ ВВЭР. Завершение утилизации приходится на 2130 г.

## Динамика полного объема топливопотребления

Динамика топливопотребления АЭС России с его составляющими для базового Сценария 5 показана на рис. 4А, включая поставки топлива для экспортируемых АЭС (но без учета регенерированного топлива экспортированных РБН, производимого в пристанционном ЯТЦ за рубежом). Общий объем топливопотребления к концу века примерно удваивается, хотя суммарная мощность АЭС возрастает в 5 раз. Это объясняется отчасти предполагаемым замедлением темпов наращивания мощностей АЭС (с соответствующим уменьшением затрат топлива на первые загрузки вводимых блоков) по завершении развертывания крупномасштабной ЯЭ, но главным фактором здесь является ввод РБН, которые потребляют меньше топлива благодаря повышенной средней глубине выгорания (заложен эволюционный рост от 6,5% в 2030 г. до 12% к 2050 г. для РБН и



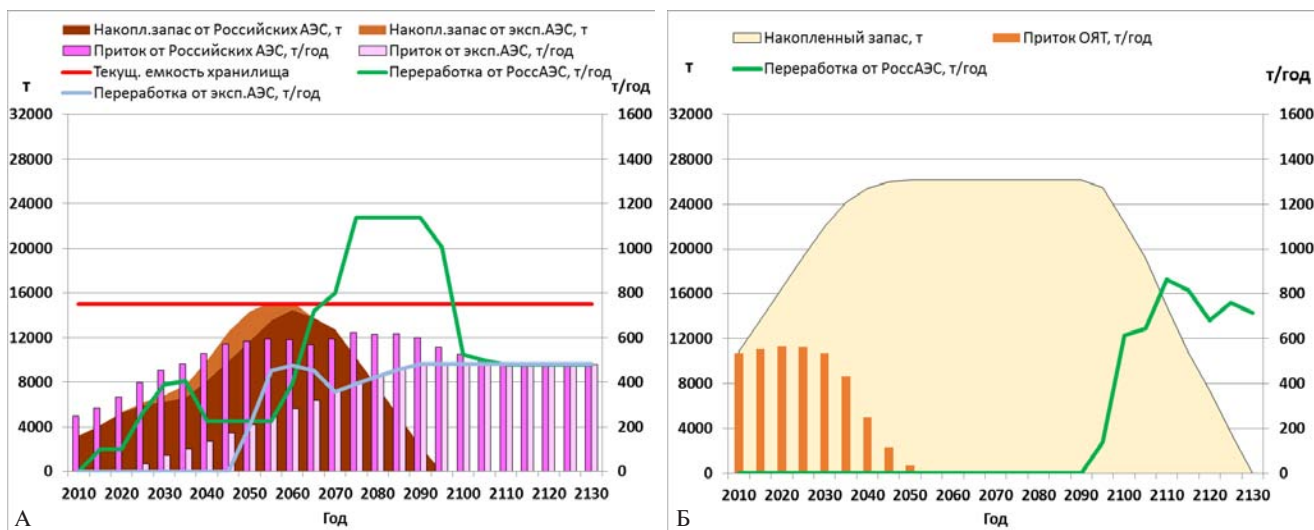


Рис. 3. Переработка ОЯТ ТР. А — ОЯТ ВВЭР (Сценарий 5); Б — ОЯТ РБМК (Сценарий 5)

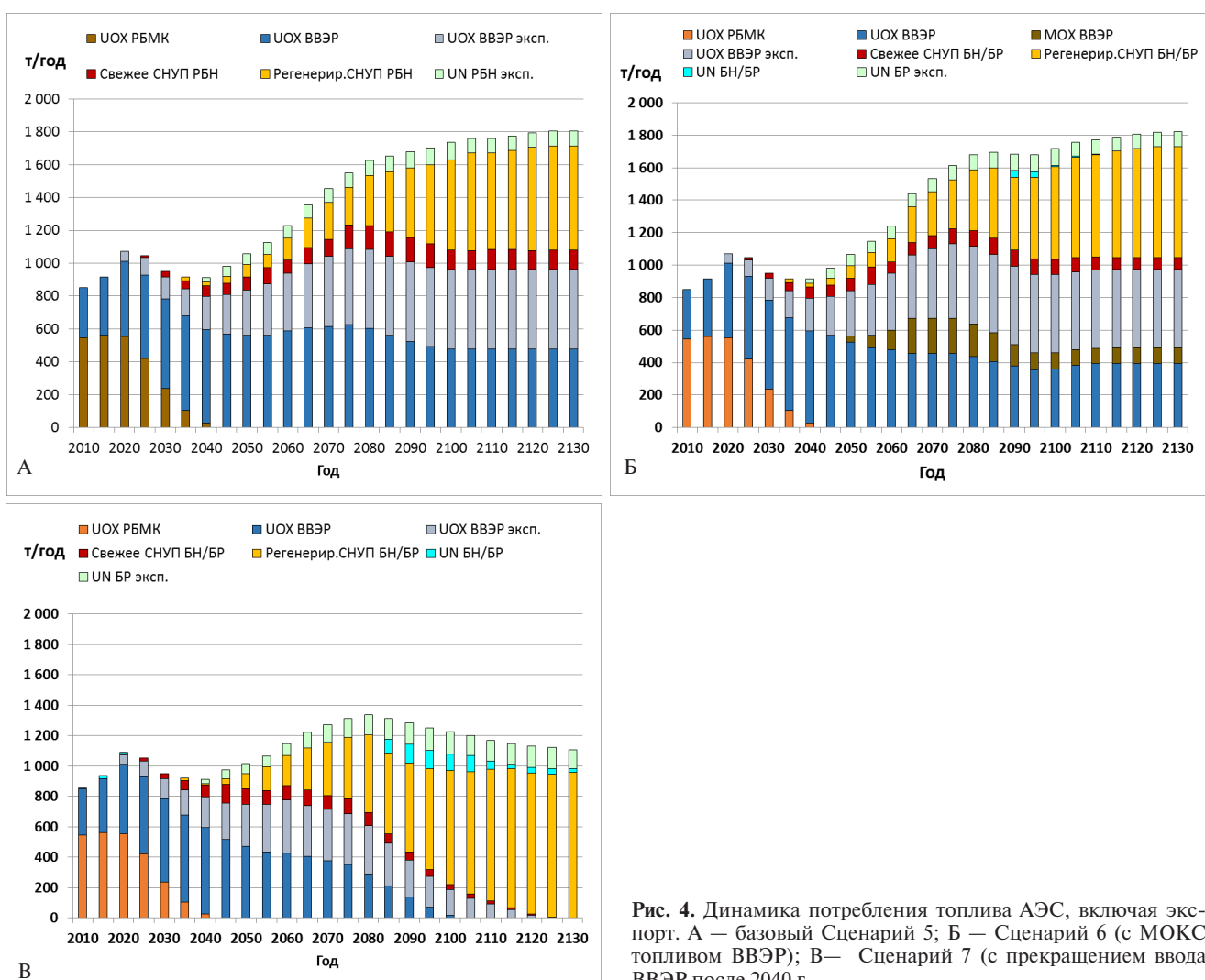


Рис. 4. Динамика потребления топлива АЭС, включая экспорт. А — базовый Сценарий 5; Б — Сценарий 6 (с МОКС топливом ВВЭР); В — Сценарий 7 (с прекращением ввода ВВЭР после 2040 г.)

от 4,3% в 2010 г. до 6,2% к 2030 г. для ВВЭР), а с учетом экспорта топлива дают также значительную экономию его поставок для РБН за рубежом, которые по замыканию их ЯТЦ становятся самодостаточными (требуют подпитки только из практически неограниченных ресурсов отвалного урана).

Для базового Сценария 5, при принятом масштабе развития ЯЭ в России и достигаемом к концу века соотношении парка мощностей ВВЭР и РБН 1:3, заданный рост мощностей РБН целиком обеспечивается ресурсом плутония из ОЯТ ВВЭР (включая возврат от экспортированных, плюс добавка от собственного вос-

производства РБН с КВ~1,05), так что дополнительный внешний источник топлива РБН в виде обогащенного урана не требуется (рис. 4А). Это топливо используется только для первых загрузок и первоначальных подпиток до замыкания ЯТЦ экспортируемых РБН. Более того, в России при указанных условиях образуется избыток U-Pu регенерата для производства СНУП топлива РБН, которое в принципе могло бы быть использовано для экспортных поставок вместо уранового топлива. Это позволило бы сэкономить ресурсы урана и улучшить экономику ЯТЦ. Но с учетом неопределенности в плане риска поставок за рубеж плутоний-содержащего топлива с точки зрения политики нераспространения такой сценарий не был принят для дальнейшего рассмотрения.

На рис. 4Б показаны динамика и структура топливопотребления при использовании МОХ топлива ВВЭР в рамках концепции КИ и РЭА [3] (Сценарий 6). В этом сценарии имеющиеся запасы плутония направляются на изготовление МОКС топлива ВВЭР, «вторичный» плутоний из МОКС ОЯТ (непригодный для рециклирования в ВВЭР) передается на производство топлива РБН, а «улучшенный» плутоний из ОЯТ РБН используется для нового МОХ-топлива ВВЭР.

При использовании МОХ-топлива потребление топлива ВВЭР несколько возрастает из-за ограничения глубины выгорания, связанного с деградацией изотопного состава при рециклировании (принято 50 ГВт\*сут/т против 60 ГВт\*сут/т для UOX). Для РБН переход на использование плутония из ОЯТ МОХ ВВЭР вместо ОЯТ UOX сокращает ресурс плутония из-за ухудшения его качества после облучения в ВВЭР – концентрация плутония в первой загрузке требуется на 22% больше. Компенсация этого эффекта требует в конце века подключения ресурса замыкающего уранового топлива РБН, что уменьшает выигрыш в потреблении природного урана, достигаемый для ВВЭР. Положение об экономии урана при использовании МОКС топлива ВВЭР в полной мере справедливо лишь в рамках однокомпонентной ЯЭ на ТР, тогда как этот эффект в 2-компонентной ЯЭ снижается с уменьшением доли ВВЭР, причем необходимость дополнительных затрат на развитие объектов ЯТЦ ВВЭР сохраняется.

Приведенные аргументы против использования МОХ топлива ВВЭР в двухкомпонентной ЯЭ справедливы и в отношении концепции Ремикс топлива ВВЭР. Известные преимущества перед МОКС топливом существенны для однокомпонентной ЯЭ на ТР, но в двухкомпонентной нивелируются. Принципиальный момент состоит в том, что все имеющиеся топливные ресурсы выгоднее использовать в РБН нежели в ТР. Этот тезис подтверждается сравнением динамики топливопотребления на рис. 4А и 4Б с рис. 4В, представляющим сценарий 7 с переходом к доминированию РБН путем прекращения ввода ВВЭР после 2040 г.. В этом сценарии полное топливопотребление к концу века снижается в ~1,5 раза по сравнению с базовым благодаря экономичности РБН, заменяющих ВВЭР. Для поддержания продолжающегося роста парка РБН в конце века, в условиях прекращения поступления плутония из ОЯТ ВВЭР, до 12-15% топливопотребления РБН покрывается замыкающим урановым топливом, таким же, как используется для экспортных стартовых загрузок.

### Динамика изменения запасов ЯМ

Динамика изменения запасов ЯМ для производства ядерного топлива РБН показана на рис. 5. Базовый Сценарий 5 представлен на рис. 5А. Запас складского плутония на 2010 г. оценен в 104 т, включая ~45 т «энергетического» и ~50 т экс-оружейного в пересчете на эквивалент «энергетического» с коэффициентом 1,18, полученным из нейтронно-физических расчетов ИТЦП «Прорыв». Этот запас с учетом продолжающихся поступлений с РТ-1 и, возможно, с ОДЦ предполагается, как и во всех других сценариях, израсходовать для производства пускового «свежего» СНУП топлива РБН к 2050–55 гг.

Динамика расходования запаса регенерата урана из ОЯТ ВВЭР для каждого сценария подобрана индивидуально, исходя из условия плавного распределения загрузки мощностей разделительного производства при дообогащении. Запас U-Pu регенерата (без выделения чистого плутония) для СНУП топлива РБН формируется, с одной стороны, в результате переработки ОЯТ ВВЭР на заводе РТ-2, а с другой, - от переработки соб-

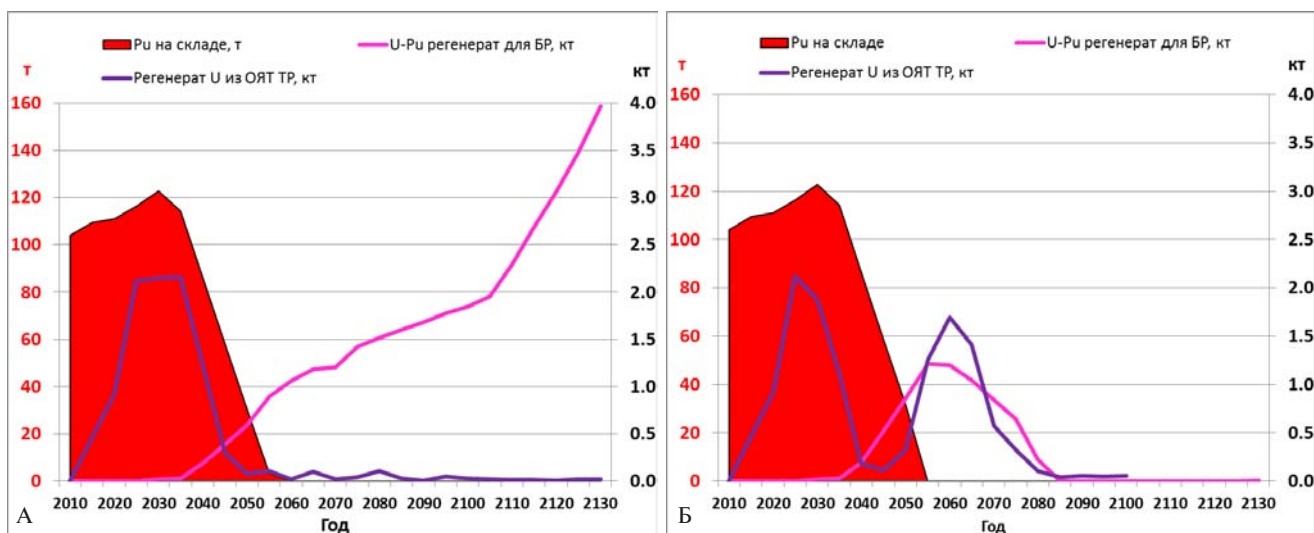


Рис. 5. Запасы продуктов ЯТЦ для производства топлива РБН. А — базовый Сценарий 5; Б — Сценарий 7 (переход к доминированию РБН)

ственного ОЯТ РБН в пристанционном ЯТЦ каждого ПЭК в соответствии с принятой продолжительностью внешнего топливного цикла 2 года. При указанных условиях и заданном соотношении мощностей ВВЭР и РБН образуется избыток U-Pu регенерата, который в базовом Сценарии 5 (рис. 5А) к концу века достигает 1850 т (что соответствует, в терминах тяжелого металла, такому же количеству топлива после фабрикации) и далее продолжает расти. Это говорит о том, что рассматриваемая система, поддерживающая заданную мощность ВВЭР, избыточно расходует природный уран, превращая его в конечном итоге в невостребованное топливо. Этот избыток может быть частично снижен, если снять ограничение на использование СНУП топлива для стартовых загрузок экспортируемых РБН. Кардинальное решение данной проблемы достигается в Сценарии 7 с переходом к доминированию РБН (рис. 5Б), который остается, таким образом, желательным вариантом для корректировки стратегии в будущем.

### Потребности в природном уране и объемах работы разделения

Эти показатели для базового Сценария 5 показаны на рис. 6А. Текущее потребление урана для внутренних нужд России с 2020 г. до 2040 г. несколько снижается в силу замедления вводов ВВЭР, а затем, с выходом на постоянную скорость ввода, продолжает снижаться благодаря использованию запасов и новых поступлений регенерата урана из ОЯТ ВВЭР для дообогащения (на рис. 6А и 6Б потребление регенерата показано в виде эквивалента природному урану с учетом разницы в содержании U-235 - ~1,3% против 0,7%). Этот фактор дает также экономию в требуемой работе разделения.

Потребление урана для производства экспортного топлива ВВЭР и РБН (без использования дообогащенного регенерата, который приоритетно отдается на внутренние нужды) растет до конца века, а далее стабилизируется, как и потребление для АЭС в России. Интегральное потребление как внутри страны, так и для экспортных поставок продолжает непрерывно расти, что является нерешенной проблемой рассматриваемой ЯЭ с перманентной двухкомпонентной структурой.

В случае же полного перехода на НТП в сценарии 7 (рис. 6Б), с одной стороны, как указывалось ранее, в конце века для продолжения ввода РБН (рис. 4В) воз-

никает потребность в уране, а поступление регенерата урана из ОЯТ ВВЭР на дообогащение уменьшается вплоть до полного прекращения, но с другой стороны, вывод ВВЭР из эксплуатации дает гораздо большую экономию потребления урана системой ЯЭ в целом, причем отчетливо просматривается тенденция к полному устранению этой потребности (за исключением экспортной составляющей, вопрос о необходимости которой остается открытым).

### Производство ядерного топлива

Производство ядерного топлива для Российских и экспортных АЭС с ВВЭР по базовому Сценарию 5 в терминах требуемых объемов и соответствующих установленных мощностей представлено на рис. 7А. Аналогичные графики по производству уранового топлива первых загрузок для экспортных РБН даны на рис. 7Б. Вводы новых мощностей приурочены к росту потребностей, срок службы производств предполагается до 50-60 лет. Параметры централизованного производства «свежего» СНУП топлива РБН на базе плутония из ОЯТ ВВЭР показаны на рис. 8А, а регенерированного из собственного ОЯТ РБН в пристанционном ЯТЦ – на рис. 8Б. На рис. 8А отображен вклад производства с использованием чистого плутония и по разрабатываемой технологии – из U-Pu регенерата.

### Стоимость ядерного топлива

Стоимость урана различного обогащения, в том числе природного, показана на рис. 9. Оценка стоимости природного урана основана на данных Белой книги ЯЭ России 2001 г. [4], по которым с помощью линейной интерполяции был получен профиль изменения стоимости извлечения урана (в относительных единицах) при использовании ресурсов различных категорий (рис. 9А), выражаемых в килотоннах. Динамика ожидаемого фактического роста стоимости природного урана во времени (правая шкала на рис. 9Б) определяется с учетом интегрального потребления для каждого конкретного сценария. При этом используется единый нормирующий коэффициент, который позволяет делать привязку данных к актуальным значениям, принятым в мире и отрасли на текущий момент. В данном

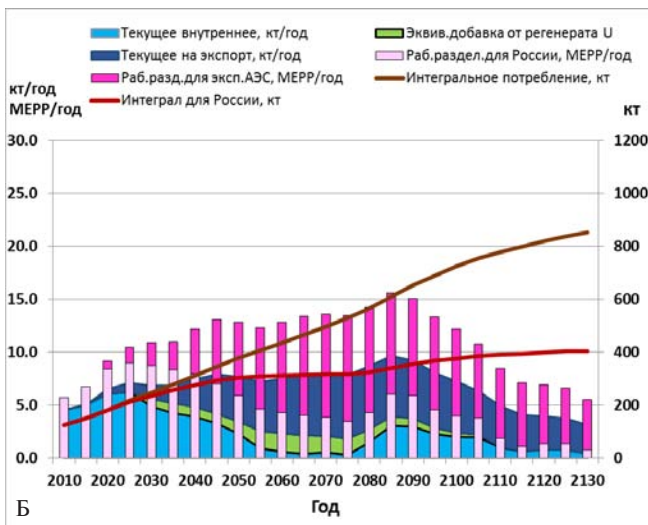
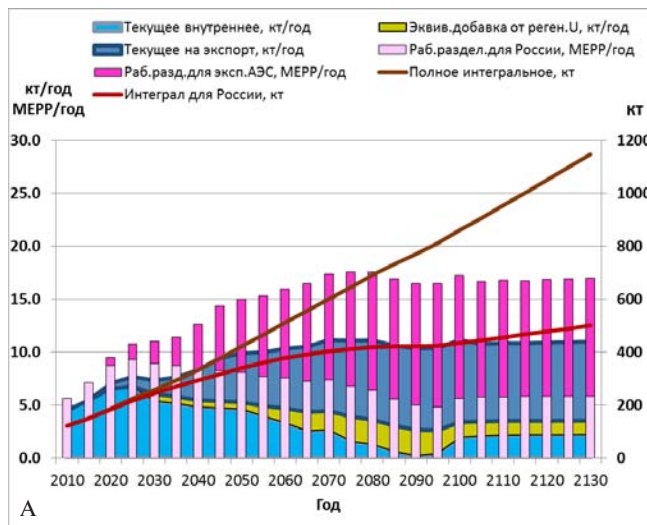


Рис. 6. Потребление урана и работа разделения. А — базовый Сценарий 5; Б — Сценарий 7 (переход к доминированию РБН)

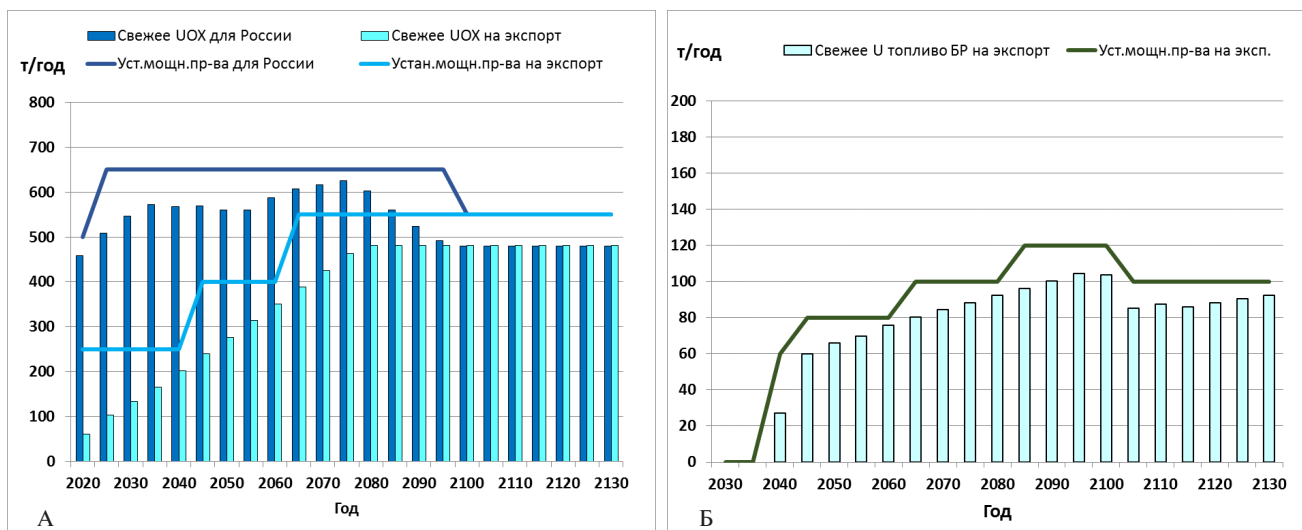


Рис. 7. Производство уранового топлива (базовый Сценарий 5). А — топливо ВВЭР; Б — топливо РБН (на экспорт)

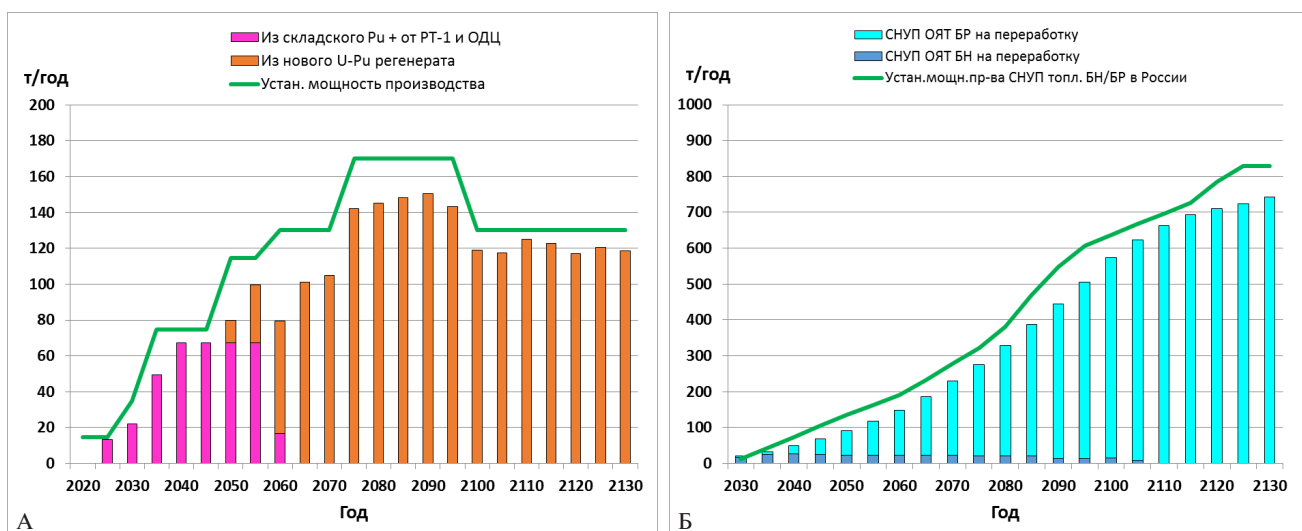


Рис. 8. Производство СНУП топлива РБН (базовый Сценарий 5). А — централизованное (Pu из ОЯТ ВВЭР); Б — ПЯТЦ (в России)

исследовании принято значение этого коэффициента, дающее исходную стоимость природного урана на уровне \$100/кг.

Стоимость обогащенного урана для топлива ВВЭР, показанная на рис. 9Б, учитывает использование регенерата урана из ОЯТ ВВЭР для дообогащения, благодаря чему с середины века и вплоть до 2100 г. эта стоимость снижается несмотря на непрерывное удорожание природного урана. Последний фактор в полной мере проявляется в росте стоимости уранового топлива первых загрузок экспортируемых РБН, поскольку использование дообогащения регенерата полностью резервируется для нужд ЯТЦ внутри страны.

Стоимость ядерного топлива в условиях замыкания ЯТЦ определяется с учетом принципа компенсации затрат на обращение с отходами, получающимися при его использовании, потребителями этого топлива, т.е. АЭС. Таким образом, в стоимость свежего уранового топлива ВВЭР включаются затраты на переработку ОЯТ, промежуточное хранение и окончательное захоронение образующихся РАО. Соответственно, продукты переработки в виде плутония, регенерата урана или U-Pu регенерата считаются бесплатными для про-

изводства нового топлива, например, МОКС для ВВЭР или СНУП для РБН. В стоимость МОКС топлива ВВЭР включаются затраты на его переработку, но не на первичную переработку UOX ОЯТ. Аналогичным образом, стоимость регенерированного топлива РБН из собственного ОЯТ включает затраты на его переработку и на обращение с РАО.

Динамика изменения стоимости обогащенного урана определяет соответственно стоимость UOX топлива ВВЭР, как показано на рис. 10А для базового Сценария 5. На рис. 10Б представлен аналогичный график для МОКС топлива ВВЭР из Сценария 6.

Скачок стоимости UOX топлива в конце века обусловлен сокращением поступления регенерата урана на дообогащение по завершении утилизации накопленных запасов ОЯТ ВВЭР, далее рост стоимости следует увеличению вклада на закупку дорожающего природного урана. Стоимость МОКС топлива (рис. 10Б) в основном диктуется стоимостью изготовления, которая примерно в 6 раз превышает стоимость изготовления UOX топлива. Повышенные значения этой стоимости в середине и в конце века обусловлены неполной загрузкой мощностей производства на начальном этапе их

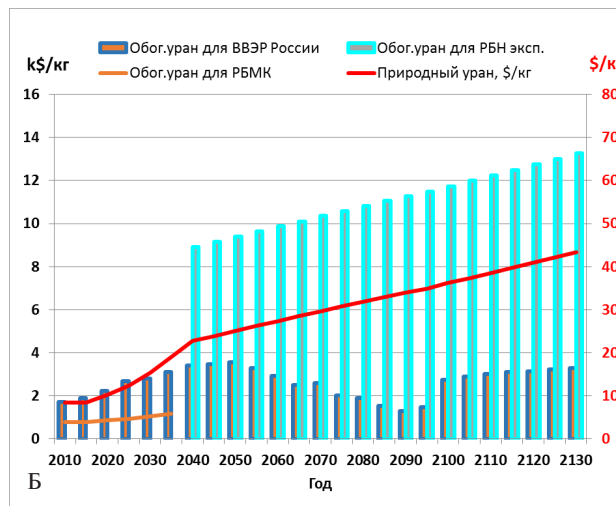
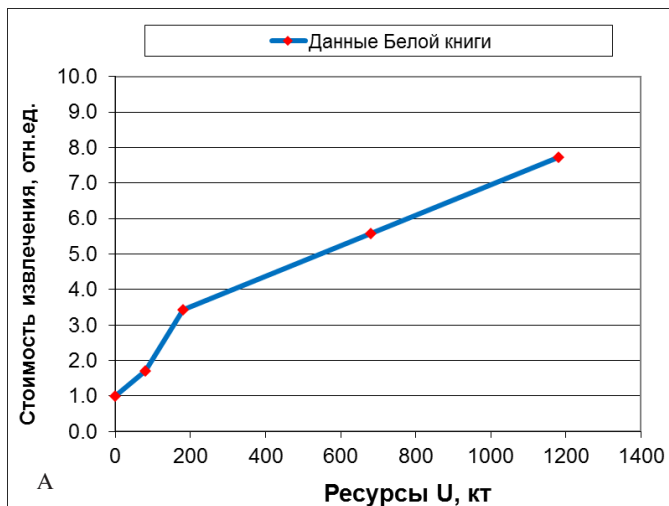


Рис. 9. Стоимость природного и обогащенного урана. А — профиль стоимости извлечения; Б — динамика стоимости во времени (Сценарий 5)

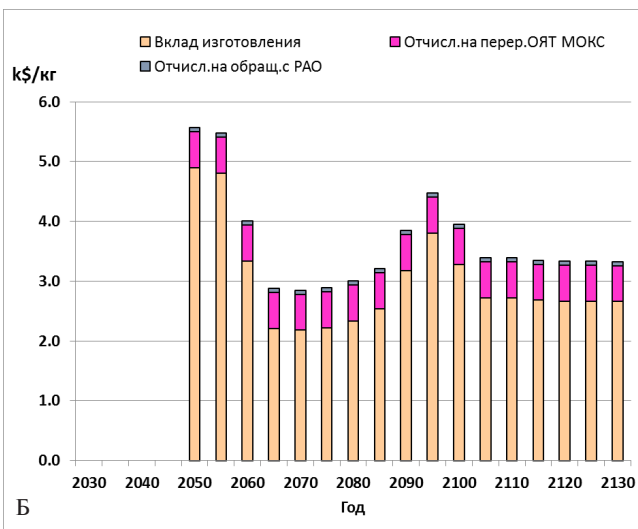
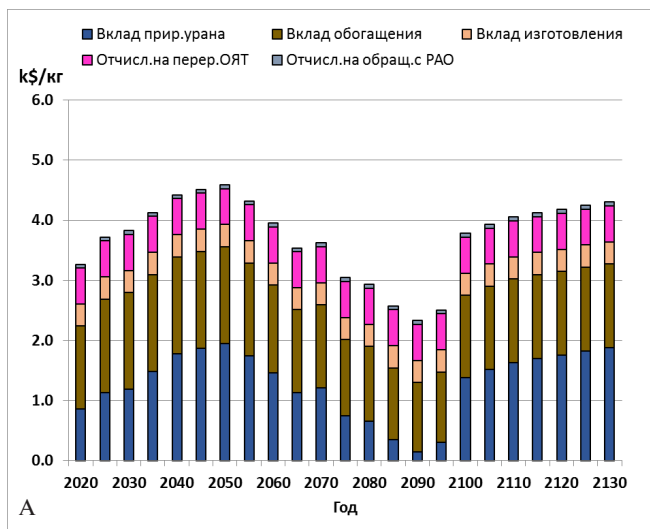


Рис. 10. Динамика изменения и структура стоимости топлива ВВЭР. А — UOX топливо (базовый Сценарий 5); Б — МОКС топливо (Сценарий 6)

ввода и последующего обновления по истечении срока службы. Вклады затрат на переработку ОЯТ МОКС и на обращение с РАО идентичны таковым для UOX топлива на рис. 10А, но в данном случае отсутствуют затраты на получение исходного ЯМ — плутония, которые учтены в затратах на переработку UOX ОЯТ. (Аналогичным образом, получаемый при переработке МОКС ОЯТ плутоний принимается бесплатным для производства СНУП топлива РБН).

Динамика и структура стоимости СНУП топлива РБН показаны на рис. 11.

Стоимость топлива из стороннего плутония (рис. 11А), т.е. складского и вновь поступающего от переработки ОЯТ ВВЭР, как указывалось выше, не включает затраты на получение этого плутония в качестве исходного ЯМ. Также сюда не включаются и затраты на переработку ОЯТ, образующегося из этого топлива, поскольку они учитываются в стоимости регенерированного. Вариации в стоимости изготовления до середины века отражают изменения КИУМ мощностей централизованного производства, но при выходе на стационарный режим эта стоимость получается примерно в 1,6 раза меньше, чем при изготовлении регенериро-

ванного топлива в пристанционном ЯТЦ на индивидуальных ПЭК (рис. 11Б). В последнем случае затраты на переработку собственного ОЯТ РБН дают существенный вклад, сопоставимый со стоимостью изготовления. Удельные затраты на обращение с РАО от 1 кг топлива в обоих вариантах приняты идентичными и несколько возрастают до середины века, отражая предполагаемое эволюционное повышение глубины выгорания топлива, как упоминалось выше при обсуждении объемов топливопотребления.

### Топливная составляющая стоимости электроэнергии

Топливная составляющая стоимости электроэнергии определяется стоимостными показателями различных видов топлива в сочетании со структурой топливопотребления. На рис. 12 представлены динамика и структура ТСС отдельно для парка ТР и парка РБН.

ТСС парка ТР несколько снижается к 2030 г. благодаря предполагаемому повышению среднего выгорания топлива ВВЭР до 60 ГВт\*сут/т, а также сокращению производства ОЯТ с выводом из эксплуатации

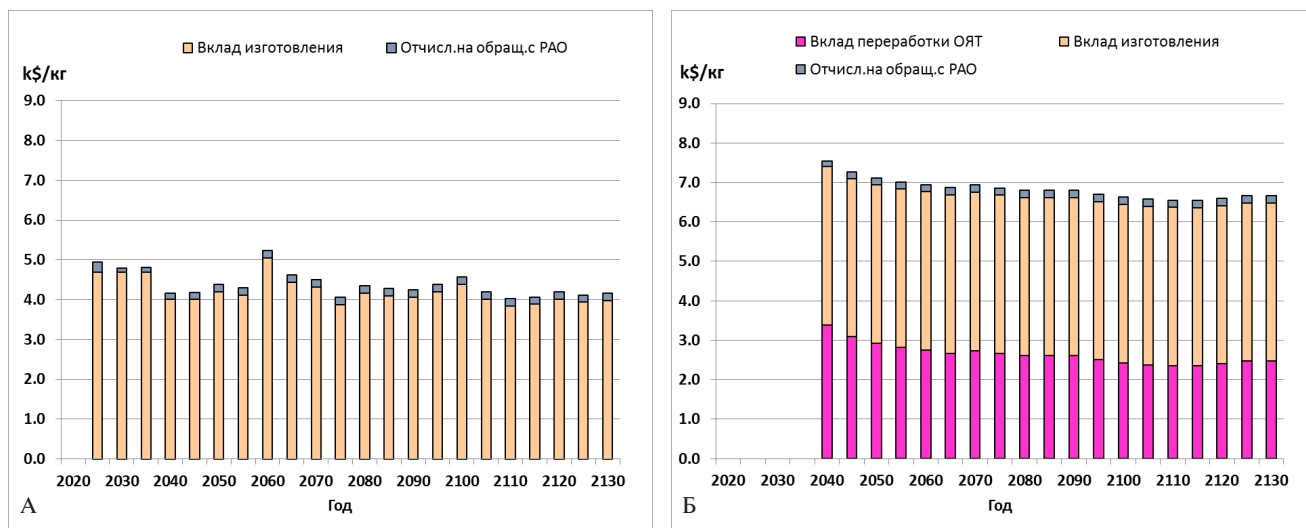


Рис. 11. Динамика изменения и структура стоимости СНУП топлива РБН (базовый Сценарий 5). А — из стороннего Рu, ЦЯТЦ; Б — регенерированное, ПЯТЦ

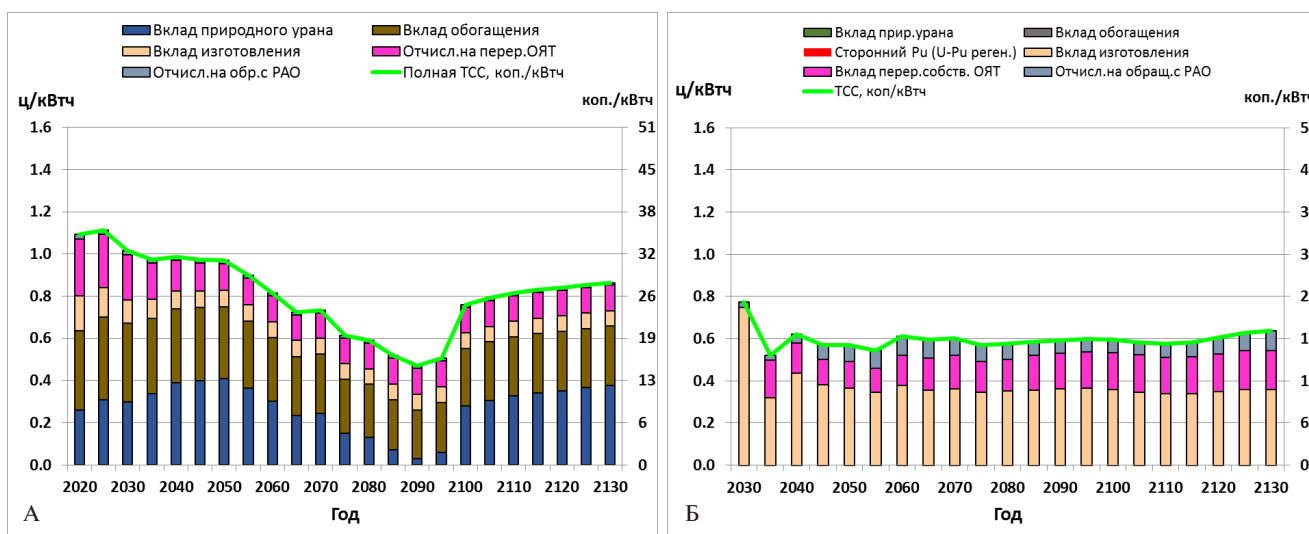


Рис. 12. Топливная составляющая стоимости электроэнергии (базовый Сценарий 5). А — для парка ТР; Б — для парка РБН

реакторов РБМК и соответствующему уменьшению вклада отчислений на переработку ОЯТ. Далее с завершением вывода РБМК этот эффект сходит на нет и нивелируется удорожанием природного урана, так что до середины века ТСС остается примерно постоянной. С началом в 2060 г. массовой переработки ОЯТ ВВЭР на заводе РТ-2 вклады в ТСС стоимости природного урана и его обогащения существенно снижаются вплоть до конца века благодаря поступлению на дообогащение значительного количества регенерата урана. По завершении к 2095 г. утилизации накопленных запасов ОЯТ ВВЭР приток регенерата на дообогащение сокращается, и ТСС начинает расти под влиянием удорожания природного урана и увеличения затрат на обогащение.

Парк РБН в районе 2030 г. использует СНУП топлива с централизованного завода, и ТСС РБН получается относительно высокой вследствие повышенной стоимости его изготовления на первом этапе работы. С выходом централизованного производства на номинальный режим стоимость этого топлива снижается, и ТСС падает, но в ней возрастает вклад более дорогого регенерированного топлива (см. рис. 11). Кроме того, до 2050 г. сказывается снижение удельного топливопо-

требления с ростом глубины выгорания. В результате ТСС парка РБН остается практически постоянной на уровне 0,6 ц/кВтч до конца века.

### Общесистемные затраты и стоимость электроэнергии.

На рис. 13А показаны динамика и структура инвестиций в интегрированный ЯТЦ двухкомпонентной ЯЭ (с учетом вложений в объекты пристанционного ЯТЦ за рубежом). В структуре инвестиций выделены 4 составляющих:

- централизованное производство топлива ВВЭР и РБН, включая экспортное;
- объекты пристанционного ЯТЦ ПЭК с РБН в России;
- аналогичные объекты за рубежом;
- централизованный завод по переработке ОЯТ ТР, включая возвращаемый с экспортированных АЭС.

Временная привязка вложений в перечисленные объекты соответствует динамике топливопотребления и переработки ОЯТ с учетом замены объектов, отработавших срок службы.

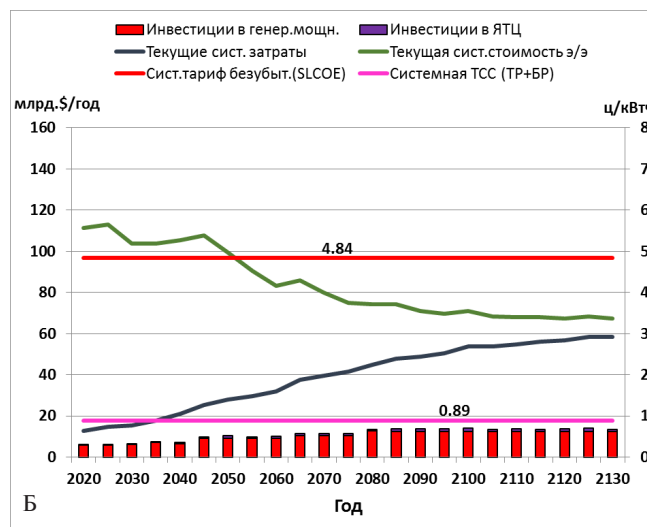
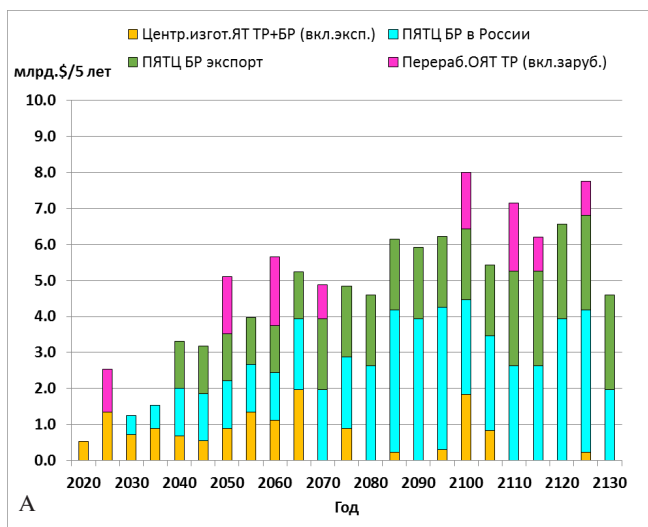


Рис. 13. Системные затраты и стоимость электроэнергии (базовый Сценарий 5). А — структура инвестиций в ЯТЦ; Б — текущие и приведенные затраты (SLCOE)

На обобщающем графике рис. 13Б показана динамика общесистемных затрат с учетом всех генерирующих мощностей АЭС и объектов ЯТЦ, включая зарубежные, но за исключением инвестиций в обогащательные производства, поскольку во всех рассмотренных сценариях потребности в работе разделения не превышают уровня действующих мощностей. Затраты на обогащение определялись с использованием удельной стоимости работы разделения в предположении, что она включает в себя затраты на реновации.

Из этого рисунка видно, что в целом инвестиции в ЯТЦ составляют ~10% от инвестиций в генерирующие мощности АЭС. Таким образом, снижение удельных КВЛ при строительстве энергоблоков с РБН в двухкомпонентной ЯЭ имеет ключевое значение для ее конкурентоспособности.

Текущая системная стоимость электроэнергии (с учетом всех системных затрат) существенно снижается от 5,8 до 3,6 ц/кВт·ч к концу века по мере увеличения доли РБН в генерирующих мощностях. Ее приведенное значение (тариф безубыточности), также показанное на рисунке, определено при норме дисконта 5%, что соответствует адекватному учету будущих затрат на достаточно протяженном интервале времени. По аналогии со стоимостью электроэнергии определена и приведенная системная топливная составляющая (с учетом полных топливных затрат в замкнутом ЯТЦ), ее величина не превышает 20% от SLCOE.

### К выбору базового сценария по интегральным показателям

По интегральному потреблению урана (рис. 14) наименее экономным является Сценарий 4 с вводом РТ-2, отложенным до 2080 г.. В нем требуемый интеграл расхода урана с учетом производства топлива на экспорт существенно превышает национальные запасы, обозначенные ограничительной красной полосой (левая граница на уровне ~730 кт соответствует собственным национальным запасам, а ширина полосы отражает учет дополнительных зарубежных активов). Основной причиной повышенного потребления урана в данном случае является необходимость использования с 2070 г., в отсутствие притока плутония от РТ-2, дополнительно

го уранового топлива для стартовых загрузок растущего парка РБН. Эта проблема не проявляется при более раннем пуске РТ-2 — от 2030 г. до 2060 г., и соответствующие сценарии в этом плане равноценны. К ним можно также отнести и базовый Сценарий 5, который в принципе должен дать некоторую дополнительную экономию урана благодаря предусмотренной в нем переработке ОЯТ РБМК, но поскольку она начинается не ранее 2090 г., этот выигрыш проявляется за пределами планируемого интервала времени до 2100 г. Использование МОКС топлива ВВЭР (Сценарий 6), с учетом упомянутого ухудшения топливного баланса РБН, дает выигрыш в интегральном потреблении урана ~25 кт, т.е. до 6%, но в перспективном Сценарии 7 с переходом к доминированию РБН этот выигрыш сможет составить 40 кт, причем без усложнения системы ЯТЦ с освоением МОКС.

На рис. 15 представлено сравнение рассмотренных сценариев по интегральным инвестициям в развитие замкнутого ЯТЦ до 2040 г., включая экспортные, и по приведенным интегральным затратам, которые в данном исследовании, при заданных динамике роста и структуре генерирующих мощностей, могут быть выражены в формате приведенной общесистемной стоимости электроэнергии, SLCOE.

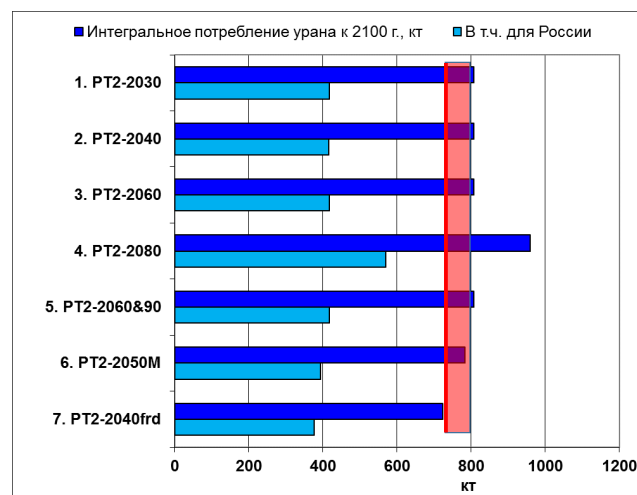


Рис. 14. Интегральное потребление урана до 2100 г.

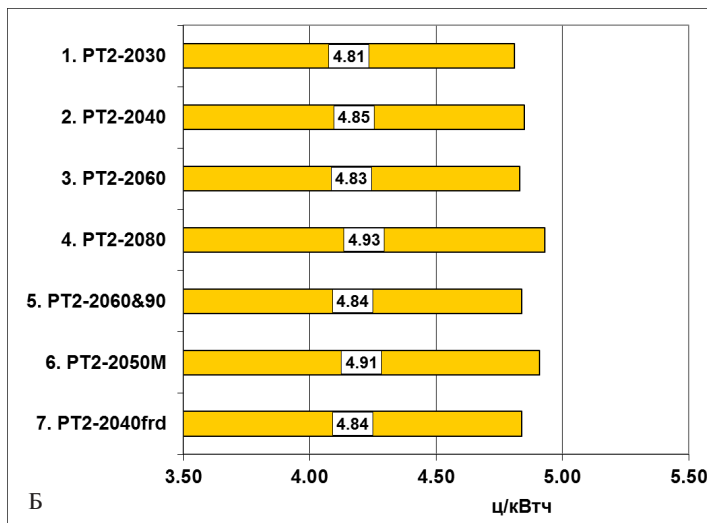
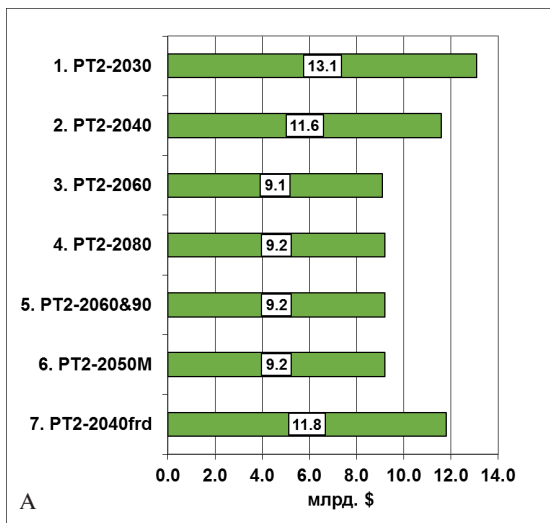


Рис. 15. Интегральные инвестиции в ЯТЦ и приведенная системная стоимость электроэнергии (тариф безубыточности, SLCOE). А — интеграл инвестиций до 2040 г.; Б — SLCOE на горизонте событий до 2100 г.

Из рис. 15А видно, что в среднесрочной перспективе до 2040 г. может быть получена экономия в 4 млрд. долл. при сдвиге пуска завода РТ-2 с 2030 г. до 2060 г. (ср. сценарии 1 и 3), в том числе и в случае начала переработки в конце века ОЯТ РБМК (базовый Сценарий 5). Сдвиг пуска РТ-2 на еще более поздний срок (Сценарий 4) на данном укороченном отрезке времени на инвестиции в ЯТЦ не влияет. Избыточные инвестиции, отмеченные выше для Сценария 6, ориентированного на использование с 2050 г. МОКС топлива ВВЭР, до 2040 г. не требуются. Для Сценария 7, ведущего к доминированию РБН, на данном отрезке времени могли бы потребоваться 2,6 млрд. дополнительных инвестиций, по сравнению с базовым Сценарием 5.

Из рис. 15Б следует, что отложенный ввод РТ-2 может привести к заметному удорожанию электроэнергии лишь при его сдвиге на 2080 г.. Некоторый выигрыш (менее 1%) при пуске РТ-2 в 2030 г. (Сценарий 1) по сравнению с базовым Сценарием 5 вряд ли может быть оправдан ввиду отмеченного выше увеличения инвестиций в ЯТЦ в период до 2040 г. Сценарий 6 с использованием МОКС топлива ВВЭР не дает преимуществ в стоимости электроэнергии, фактически проигрывает в этом плане базовому. Альтернативный Сценарий 7 с достижением доминирования РБН, несмотря на отмеченную выше необходимость увеличения инвестиций в ЯТЦ, позволил бы получить такую же SLCOE, как в базовом.

### Заключение

Результаты системного исследования дают основание рекомендовать в качестве базового для Стратегии-2020 Сценарий 5 со следующими ключевыми показателями:

- полная установленная мощность АЭС в России к 2100 г.
 

120 ГВт
в т.ч. ВВЭР
30 ГВт
в т.ч. РБН
90 ГВт
- полная установленная мощность экспортируемых АЭС
 

90 ГВт
в т.ч. ВВЭР
30 ГВт
в т.ч. РБН
60 ГВт
- интегральное потребление урана до 2100 г.
 

807 кт
в т.ч. для России
417 кт

- интегральные инвестиции в ЯТЦ до 2040 г. 9,2 млрд. долл.
- приведенная системная стоимость электроэнергии, SLCOE 4,8 ц/кВтч

### Литература

- Муравьев Е.В. Генератор системных моделей УСМ-1. Препринт ОАО «НИКИЭТ» ЕТ-08/75, 2008.
- Прогноз развития энергетики мира и России 2016. ИНЭИ РАН, Аналитический центр при правительстве Российской Федерации. Москва, 2016.
- Двухкомпонентная ядерная энергетическая система с тепловыми и быстрыми реакторами в замкнутом ядерном топливном цикле. Под редакцией академика РАН Пономарева-Степного Н.Н. РОСЭНЕРГОАТОМ. ISBN 978-5-94836-434-6 Москва. 2016.
- Белая книга ядерной энергетики / под общ. ред. Е.О. Адамова. — М.: НИКИЭТ, 2001.

## РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОЯТ ТЕПЛОВЫХ РЕАКТОРОВ В ДВУХКОМПОНЕНТНОЙ СИСТЕМЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*Каграманян В.С., Чебесков А.Н., Декусар В.М., Гурская О.С.*  
 Государственный научный центр Российской Федерации — Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского

### Введение

Основой современной мировой атомной энергетики служат легководные реакторы, работающие в открытом ядерном топливном цикле (ЯТЦ). Количество ОЯТ в мире продолжает расти и по некоторым оценкам достигнет к 2050 г. около 1 млн. тонн т.м. [1].

При относительно небольшой доле атомной энергетики (АЭ) в глобальном производстве энергии существующий сегодня ее технологический уклад в ближайшей перспективе практически не ограничивается наличием ресурсов дешевого урана и проблемой накопления



ОЯТ. Рост потребности в энергии в развивающихся странах неизбежно приведет к существенному наращиванию атомных мощностей и к обострению проблемы накопления ОЯТ. И тогда конкурентоспособность АЭ при сохранении ее современного технологического уклада будет все больше зависеть от эффективности решения проблемы ОЯТ и ВАО и эффективности использования природного урана.

Современное состояние с АЭ в России во многом схоже с мировой. Реакторы ВВЭР и РБМК составляют основу современной АЭ. АЭС с ВВЭР представляют собой базу для наращивания ядерных мощностей в ближайшие десятилетия. Действующие в настоящее время реакторы РБМК, которые обеспечивают почти половину выработки «ядерного» электричества, будут выводиться из эксплуатации и сооружение новых подобных блоков не предусматривается. Возрастающие объемы ОЯТ от реакторов ВВЭР и РБМК при действующих подходах к ценообразованию уже на ближайшем этапе становятся заметным обременением атомного энерго-генерирующего комплекса. Россия также работает на мировом ядерно-энергетическом рынке, активно предлагая АЭС с реакторами ВВЭР нового поколения и услуги в области ядерного топливного цикла (ЯТЦ). Сооружение АЭС российского дизайна за рубежом на привлекательных для развивающихся стран условиях полного обеспечения топливного цикла, включая возврат ОЯТ, дополнительно усугубляет рассматриваемую проблему. Повышение привлекательности российских АЭС для внутреннего использования и экспорта будет зависеть не только от показателей в области экономики, безопасности, гарантий нераспространения, но также, все больше и больше от того, как будут решены системные проблемы современной АЭ в области обращения с ОЯТ и РАО.

В настоящее время в России ведутся исследования по нескольким вариантам нового ЯТЦ для решения вопросов ОЯТ и более эффективного использования урана [1]:

- Первый вариант предполагает крупномасштабное развитие АЭ на быстрых реакторах с рециклированием регенерированного урана и плутония.
- Второй вариант рассматривается при условии отсутствия быстрых реакторов в системе АЭ - так назы-

ваемый цикл REMIX в тепловых реакторах. Топливо REMIX изготавливается из неразделенной смеси рециклированных урана и плутония, получаемой при переработке ОЯТ реакторов ВВЭР.

- Третий вариант - двухкомпонентная ядерная энергетическая система, включающая развитие на тепловых и быстрых реакторах.

В настоящее время в мире рассматриваются несколько вариантов организации двухкомпонентной ядерно-энергетической системы (ЯЭС). В докладе кратко представлены эти варианты и на основе предварительного анализа предлагается вариант двухкомпонентной АЭС, отвечающий современному состоянию АЭ России с решением проблемы ОЯТ и избыточного плутония на основе существующих и продемонстрированных технологий тепловых реакторов ВВЭР и быстрых реакторов БН.

### 1. Варианты двухкомпонентных моделей ЯЭС на основе синергии ЯТЦ тепловых и быстрых реакторов

Особенности различных моделей двухкомпонентных ЯЭС заключаются главным образом в целях использования быстрых реакторов. В рамках традиционной модели внедрение быстрых реакторов в АЭ, действующей на технологиях тепловых реакторов, заключается в обеспечении крупномасштабного развития АЭ с минимизацией расхода природного урана. Традиционная модель предполагает три этапа развития АЭ:

1. Освоение и коммерциализация технологий БН и замкнутого ЯТЦ;
2. Интенсивное наращивание мощностей быстрых реакторов;
3. Переход АЭ полностью на быстрые реакторы.

Основной целью в этом варианте является достижение максимальных темпов роста мощности АЭ с использованием плутония. Это достигается минимизацией удельной потребности в плутонии для старта быстрых реакторов с высоконапряженной активной зоной, коротким временем внешнего цикла и максимальной избыточной наработкой плутония (Китай, Индия). Исходя именно из таких целей, разрабатывались первоначальные концепции натриевых быстрых реакторов,

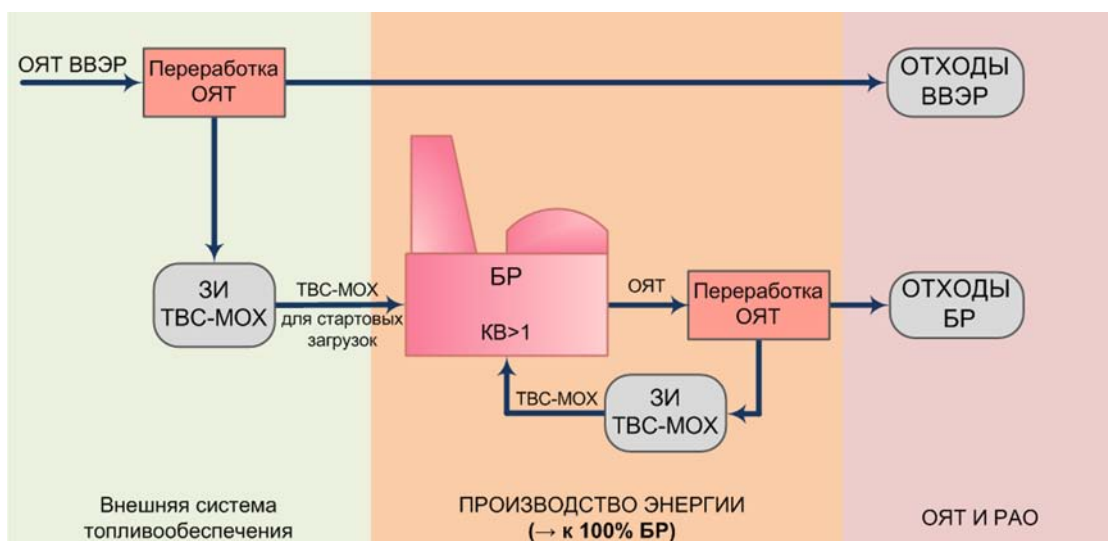


Рис. 1. Традиционная двухкомпонентная модель развития атомной энергетики на переходном этапе. (БР – здесь и далее по тексту – быстрый реактор с меняющейся концепцией и дизайном в зависимости от решаемой задачи, ЗИ-завод по изготовлению)

включая БН-800. Схема традиционной модели на переходном этапе представлена на рис. 1.

После окончания срока службы АЭС с тепловыми реакторами, будущее стационарное развитие АЭ в рамках традиционной модели предполагается реализовывать за счет только быстрых реакторов. Таким образом, в традиционной модели двухкомпонентная ЯЭС с реакторами ВВЭР и БН на переходном этапе превращается в однокомпонентную модель на стационарном этапе с одними быстрыми реакторами. Соответствующая схема представлена на рис. 2.

Следует отметить, что в представленной выше традиционной модели решаются обозначенные ранее проблемы эффективного использования природного урана, проблема ОЯТ и МА. Однако в современных условиях невысоких темпов развития энергетики вообще, при наличии дешевого органического сырья, невысокой потребности в АЭС такая модель представляется экономически не конкурентоспособной. Доведение до

массового внедрения технологий быстрых реакторов и замкнутого ЯТЦ при востребованном растущем уровне экспорта коммерческих ВВЭР представляется задачей затратной и не срочной.

Еще один вариант развития АЭ с основной целевой функцией минимизации расхода природного сырья, но с сохранением двухкомпонентной структуры АЭ, предлагается в НИЦ «Курчатовский институт». В этом варианте «наравне» участвуют тепловые и быстрые реакторы: быстрые реакторы должны нарабатывать значительные количества делящихся изотопов (плутония или урана-233) с тем, чтобы обеспечивать ядерным топливом не только свое развитие, но и развитие усовершенствованных тепловых реакторов. Доля тепловых и быстрых реакторов в такой стационарной структуре будет определяться величинами КВ быстрых и тепловых реакторов. Схема такой ЯЭС представлена на рис. 3.

В настоящее время многие прогнозы не предсказывают дефицита сравнительно дешевого природного

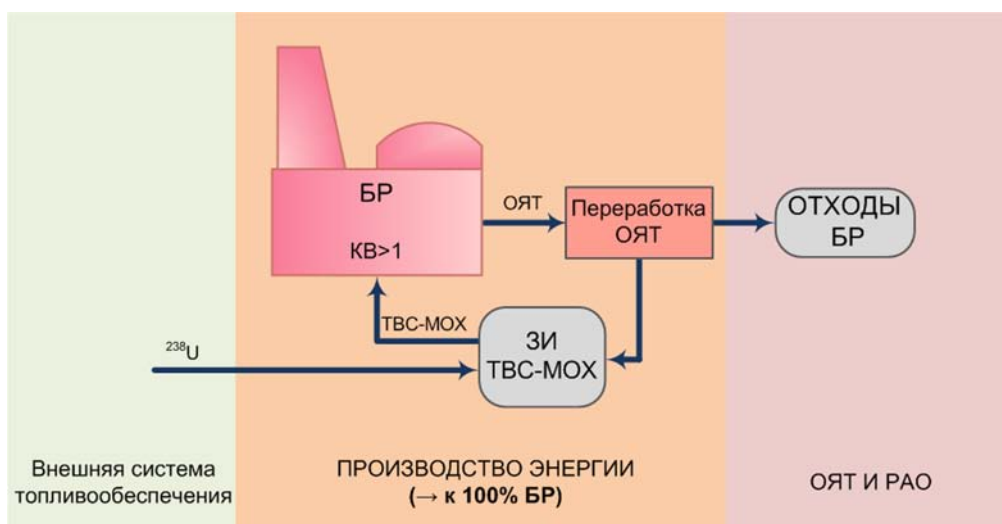


Рис. 2. Традиционная модель развития атомной энергетики на стационарном этапе

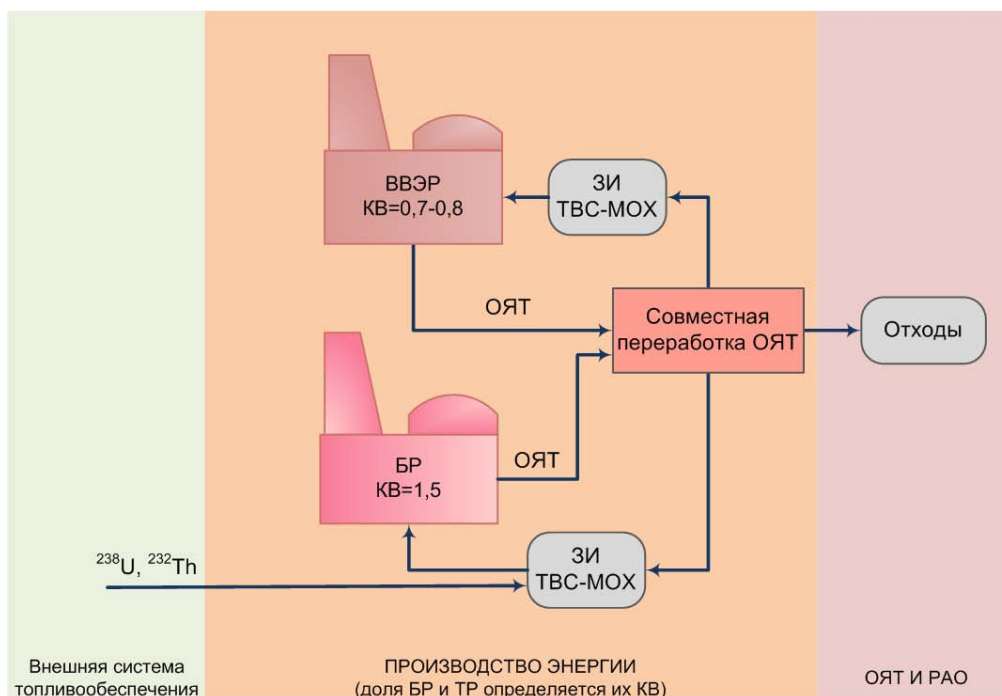


Рис. 3. Двухкомпонентная модель развития атомной энергетики с усовершенствованными тепловыми и быстрыми реакторами

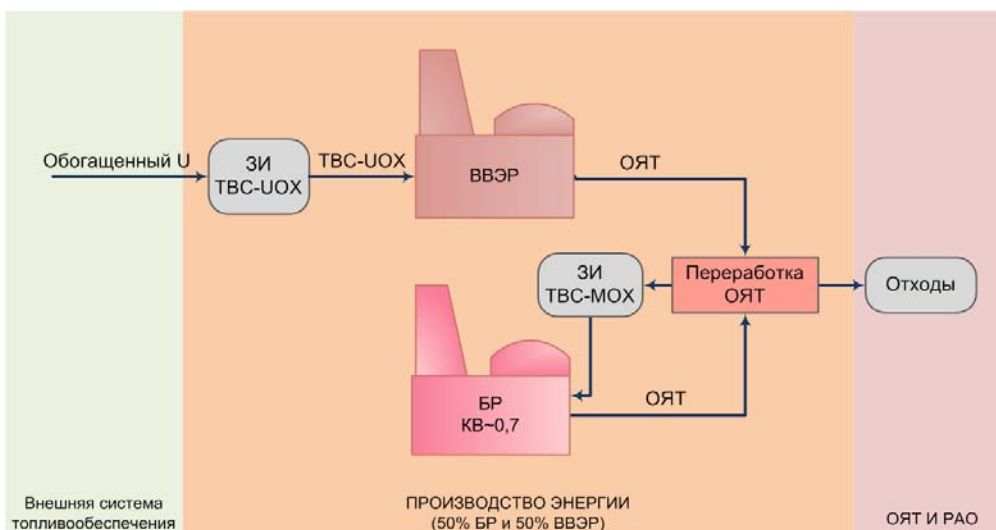


Рис. 4. Двухкомпонентная модель атомной энергетики с быстрыми реакторами-выжигателями

урана, которого будет достаточно для функционирования тепловых реакторов на несколько десятилетий. Структура такой ЯЭС, в которой на один тепловой реактор приходится один быстрый, представляется неэффективной по экономическим соображениям.

Разработка, создание и освоение усовершенствованных тепловых и быстрых реакторов потребует достаточного времени и больших затрат. Поэтому такая модель не может служить решением поставленной проблемы в ближайшей и среднесрочной перспективе.

Еще одной двухкомпонентной моделью АЭ является модель, в которой быстрым реакторам отводится роль выжигателей ОЯТ тепловых реакторов и не ставится задача повышения эффективности использования природного сырья. Идея создания такой модели сегодня популярна в странах с большим парком тепловых реакторов, не имеющих определенных планов по дальнейшему развитию атомных мощностей в ближайшие десятилетия [2]. Поэтому основная роль и задача разрабатываемых в этих странах быстрых реакторов - помочь в утилизации трансурановых элементов, накапливаемых в ОЯТ тепловых реакторов. Отсюда и идея быстрого реактора-выжигателя и требования  $KB < 1$ , причем, чем меньше  $KB$ , тем лучше, вплоть до  $KB \approx 0,7$ . Это требует разработку и создание новых реакторов, новых видов топлива, новых технологий ЯТЦ, что отодвигает решение проблемы ОЯТ на долгосрочную перспективу. Схема такой модели представлена на рис. 4.

## 2. Модель двухкомпонентной атомной энергетики для решения проблемы ОЯТ тепловых реакторов в условиях умеренных темпов развития

Модель двухкомпонентной атомной энергетики для решения проблемы ОЯТ тепловых реакторов в условиях умеренных темпов развития была разработана в ГНЦ РФ-ФЭИ [3]. Особенность этой модели заключается в том, что для решения проблемы ОЯТ и избыточного плутония предлагается использовать уже имеющиеся и продемонстрированные разработки тепловых и быстрых реакторов.

При замыкании ЯТЦ всей ЯЭС принципиальное значение имеет формирующийся изотопный состав рециклируемого плутония. В тепловых и быстрых реакто-

ров изотопный состав нарабатываемого в них плутония различается, и это различие усугубляется с увеличением числа рециклов плутония. Каждый рецикл плутония в тепловом реакторе ВВЭР сопровождается ухудшением (деградацией) его состава, что выражается в снижении содержания «делящихся» изотопов плутония-239 и плутония-241 при одновременном увеличении содержания «неделящихся» изотопов плутония-240 и плутония-242, которые в тепловом спектре нейтронов являются поглотителями нейтронов. Многократный рецикл плутония в системе, состоящей только из одних тепловых реакторов, невозможен, поскольку с каждым рециклом снижаются делящиеся качества плутония, что требует увеличивать его концентрацию в топливе для каждого последующего цикла. Повышение же содержания плутония в топливе сверх 12% приводит к кардинальным изменениям физики теплового реактора и к недопустимому ухудшению его характеристик безопасности (условие обеспечения отрицательного значения пустотного эффекта реактивности) [4]. Поэтому тепловые реакторы сами по себе не могут рассматриваться в качестве инструмента для решения стратегической задачи по обращению с плутонием.

В быстром реакторе БН-1200 происходит улучшение качества плутония, загруженного из ОЯТ тепловых реакторов. Многократный рецикл плутония в быстром реакторе приводит к установлению равновесного состава плутония приемлемого качества, чего не происходит в реакторах с тепловым спектром нейтронов. В замкнутом ЯТЦ двухкомпонентной ЯЭС в процессе многократного рецикла появляется возможность управления изотопным составом плутония за счет использования тепловых и быстрых реакторов. Такая оптимизационная задача важна для выбора соотношения тепловых и быстрых реакторов и управления нуклидными потоками в замкнутом ЯТЦ. Дополнительным условием в этой задаче является минимизация количества ОЯТ и плутония в соответствующих хранилищах и складах.

Чтобы приступить к решению поставленной проблемы в ближнесрочной перспективе предлагается использовать традиционные быстрые реакторы БН на МОХ-топливе с  $KB \sim 1,2$ , которые в этих условиях смогут играть роль очистителя плутония тепловых реакторов от неделящихся изотопов. При этом роль выжигателей плутония могут играть существующие тепло-

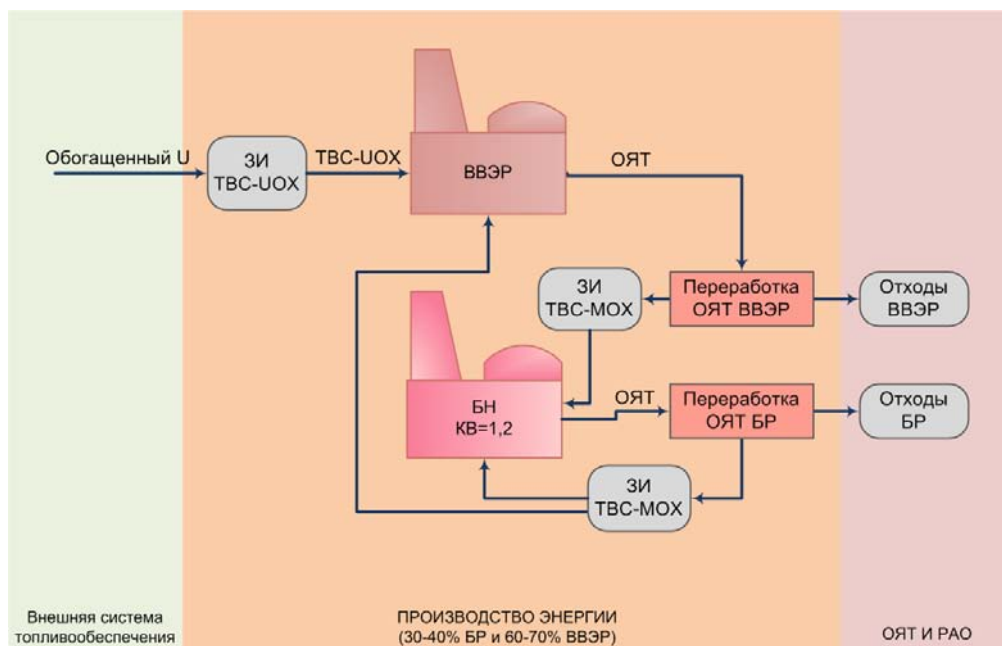


Рис. 5. Принципиальная схема двухкомпонентной ядерно-энергетической системы для решения проблемы ОЯТ тепловых реакторов в условиях умеренных темпов развития

вые реакторы ВВЭР с использованием МОХ-топлива и имеющие  $KB \approx 0,5$ . Принципиальная схема такой модели представлена на рис. 5.

Как показали предварительные проработки, такая модель ядерно-энергетической системы может обеспечить кардинальное решение проблемы обращения с отработавшим ядерным топливом, высокоактивными отходами и проблемы сырьевого ресурса АЭ в условиях умеренных темпов ее развития. Такая двухкомпонентная ЯЭС будет включать помимо АЭС с тепловыми и быстрыми реакторами централизованные заводы ядерного топливного цикла, которые обеспечат производство топлива, хранение и переработку ОЯТ, многократный рецикл регенерированного топлива, кондиционирование и изоляцию радиоактивных отходов (РАО) [4].

Возможности быстрых реакторов по воспроизводству топлива и по утилизации регенерированных урана и плутония, полученных при переработке ОЯТ тепловых реакторов, позволяют сформировать сбалансированную ядерно-энергетическую систему с замкнутым топливным циклом. Централизованный замкнутый ЯТЦ такой ядерно-энергетической системы будет включать в себя действующие и создаваемые технологически связанные кластеры временного хранения ОЯТ, переработки накопленного ОЯТ действующих и вводимых тепловых реакторов, фабрикации смешанного уран-плутониевого топлива, подготовки всех видов РАО к окончательному удалению/изоляции.

Основой создания нового технологического уклада атомной энергетики – двухкомпонентной ядерно-энергетической системы с замкнутым ядерным топливным циклом – является современная атомная энергетика с тепловыми реакторами ВВЭР и имеющийся уникальный технологический опыт по быстрым натриевым реакторам БН с элементами замыкания ядерного топливного цикла.

В двухкомпонентной ЯЭС быстрые реакторы наряду с выработкой электроэнергии смогут оказывать тепловым реакторам сервисные услуги по замыканию ЯТЦ:

- на этапе освоения и коммерциализации - услуги по энергетической утилизации плутония, накапливаем

мого в урановом ОЯТ тепловых реакторов, с использованием которого будет осуществляться фабрикация топлива быстрых реакторов;

- на последующем этапе - услуги по «очистке» плутония от его неделящихся изотопов, накапливающихся в значительных количествах в облученном МОХ-топливе тепловых реакторов, с тем чтобы использовать такой «очищенный» плутоний для фабрикации топлива тепловых реакторов для каждого следующего рецикла, а также, при необходимости, услуги по наработке избыточного плутония, и в перспективе услуги по наработке урана-233 для фабрикации топлива инновационных тепловых реакторов.

При определенных условиях данная модель может в долгосрочной перспективе трансформироваться в любую из выше рассмотренных моделей.

### 3. Основные особенности рассматриваемой двухкомпонентной модели ядерно-энергетической системы

Для анализа материальных потоков в замкнутом ЯТЦ рассматривается двухкомпонентная ЯЭС установленной мощностью 100 ГВт(э) на стационарном этапе, схема которой с оцененными потоками ядерных материалов, представлена на рис. 6. Мощность 100 ГВт(э) взята условно для удобства пересчета материального баланса на другие величины. Например, для мощности 10 ГВт(э) с 3-4 блоками БН-1200 для этапа коммерциализации такой двухкомпонентной ЯЭС.

В структуру такой энергосистемы входят быстрые реакторы БН-1200, тепловые реакторы ВВЭР-ТОИ-1200, заводы по изготовлению уранового (ЗИТ ТВС-УОХ) и МОХ топлива (ЗИТ ТВС-МОХ) для реакторов ВВЭР-ТОИ, завод по изготовлению МОХ топлива для реакторов БН (ЗИТ ТВС-БН), а также радиохимический завод по переработке ОЯТ с двумя линиями РХЗ(1) и РХЗ(2).

Быстрые реакторы БН-1200 общей установленной мощностью 35 ГВт(эл) (29 блоков) работают на МОХ

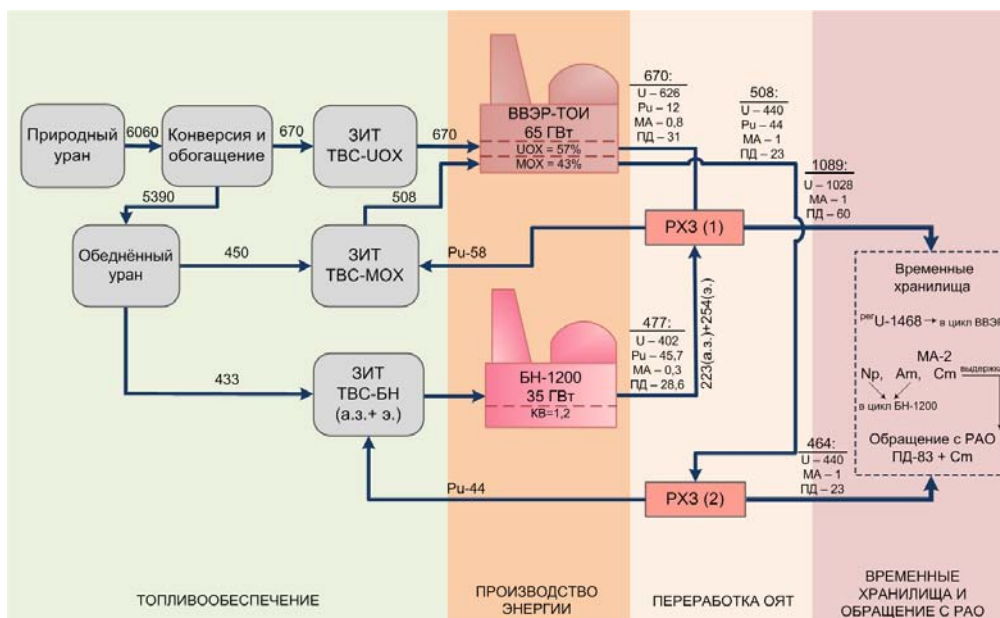


Рис. 6. Двухкомпонентная модель ЯЭС с оцененными потоками (т/год) ядерных материалов, обращающихся в едином замкнутом топливном цикле

топливе. Тепловые реакторы ВВЭР-ТОИ-1200 с общей установленной мощностью 65 ГВт(э) (54 блока) работают на урановом топливе с частичной 43% загрузкой МОХ топливом, Таким образом доля быстрых реакторов в этой модели ЯЭС составляет 35%.

Радиохимический завод по переработке ОЯТ включает в себя две линии РХЗ(1) и РХЗ(2). Причем РХЗ(1) предназначается для совместной переработки уранового ОЯТ тепловых реакторов и МОХ ОЯТ быстрых реакторов, а РХЗ(2) предназначается для переработки МОХ ОЯТ тепловых реакторов. Плутоний, выделяемый на РХЗ(1) из урановых ОЯТ тепловых реакторов и МОХ ОЯТ быстрых реакторов, поступает на изготовление ТВС-МОХ тепловых реакторов. Плутоний, выделяемый на РХЗ(2) из ОЯТ МОХ тепловых реакторов, поступает на изготовление ТВС-БН быстрых реакторов. Соотношение между количествами реакторов обоих типов, и доля МОХ-топлива в реакторах ВВЭР-ТОИ определяется из условий баланса выгружаемого и загружаемого плутония. Причина, по которой радиохимическая переработка ОЯТ осуществляется в двух раздельных потоках, описана в предыдущем разделе.

В самой правой части модели двухкомпонентной ЯЭС, представленной на рис. 6, обозначены продукты, выходящие с линий РХЗ(1) и РХЗ(2) перерабатывающего завода, которые включают регенерированный уран ( $^{235}\text{U}$ ), минорные актиниды (МА) и продукты деления (ПД). Решение задачи по минимизации объемов этих продуктов будет предложено в дальнейших исследованиях, здесь же кратко остановимся на некоторых качественных аспектах затронутой проблемы.

### 3.1. Регенерированный уран

Уран, выделяемый при переработке ОЯТ энергетических реакторов, содержит изотопы урана уран-236 и уран-232, которые отсутствуют в природном уране. Уран-236, является поглотителем нейтронов особенно в тепловом спектре нейтронов, что отрицательно влияет на реактивность реактора и для компенсации его вредного влияния требуется дополнительное количество делящегося изотопа урана-235 или плутония. При-

сутствие урана-232 из-за его малого количества слабо влияет на размножающие свойства топлива, но создает проблемы на всех этапах фабрикации топлива, начиная с таблеток и заканчивая тепловыделяющими сборками (ТВС). Дополнительные меры по обращению с такими ТВС должны также применяться при их транспортировке на АЭС и при последующем обращении с ними на АЭС. Радиационная опасность регенерированного урана обусловлена не столько присутствием в нем урана-232, который является сам по себе  $\alpha$ -излучателем, но в большей степени продуктами его распада, в которой образуются  $\alpha$ -,  $\beta$ -,  $\gamma$ -активные дочерние изотопы. Среди них особо «вредные» торий-228, висмут-212 и таллий-208, которые имеют высокоэнергетическое фотонное или  $\gamma$ -излучение, что увеличивает эквивалентную дозу облучения на всех стадиях обращения с регенерированным ураном. Максимальное их содержание в уране достигает после 10 лет его хранения. Содержание трансурановых элементов и продуктов деления (ПД) зависит, главным образом, от степени химического разделения и очистки урана при переработке ОЯТ и, как правило, соответствует предъявляемым требованиям. Выдержка регенерированного урана может снизить только гамма-составляющую, обусловленную рутением-106, при этом в этот период происходит накопление указанных выше изотопов, что и обуславливает необходимость дополнительной очистки регенерированного урана при его использовании для фабрикации ядерного топлива [5].

Вопрос экономической эффективности отдельного или совместного рецикла плутония и регенерированного урана в настоящее время не имеет однозначного ответа и, в каждой стране решается по-своему. Для стран Евросоюза и до аварии на АЭС Фукусима для Японии была характерна стратегия отдельного использования МОХ-топлива и регенерированного урана. В настоящее время в 33 блоках Евросоюза используется МОХ топливо при частичной 30% загрузке активной зоны реакторов PWR. Ряд французских блоков использует топливо на основе регенерированного урана. Такой режим работы атомной энергетики Франции позволяет эконо-

мить до 25% природного урана и почти в 10 раз снизить радиотоксичность захораниваемых отходов [6].

В России накоплен большой опыт использования регенерированного урана для производства ядерного топлива. Начиная с 1996 г. на ОАО «МСЗ» наряду с природным вовлекается и регенерированный уран реакторного происхождения. В настоящее время ОАО «МСЗ» имеет лицензию на обращение с ядерными материалами на основе регенерированного урана с содержанием урана-232 до  $5 \cdot 10^{-7}\%$ . На конец 2015 г. с использованием регенерированного урана на ОАО «МСЗ» было изготовлено следующие количества продукции для разных типов реакторов [7]:

- 16096 ТВС для реакторов РБМК;
- 1998 ТВС для ректора БН-600 и БОР-60;
- 728 ТВС для реактора ВВЭР-440 2-ого блока Кольской АЭС;
- 246 ТВС для реактора ВВЭР-1000 2-ого блока Калининской АЭС;
- 992 партии таблеток по заказу компании АРЕВА.

Использование регенерированного урана в АЭ на настоящем этапе носит ограниченный характер. Поэтому в рассматриваемой двухкомпонентной модели ЯЭС регенерированный уран не используется в ЯТЦ, а направляется на временное хранение. На следующем этапе разработки двухкомпонентной АЭС будет рассмотрена возможность возврата регенерированного урана в цикл для фабрикации уранового топлива реакторов ВВЭР-ТОИ, используя имеющийся опыт фабрикации топлива РБМК из регенерированного урана, получаемого на заводе РТ-1 ПО «Маяк» при переработке ОЯТ ВВЭР-440. Что касается МОХ-топлива быстрых реакторов, представляется, что использование регенерированного урана для этой цели не принесет каких-либо преимуществ по сравнению с использованием отвалного урана обогащенного производства, накопленные объемы которого значительны.

### 3.2. Минорные актиниды

Минорные актиниды (МА), которые образуются в ядерном топливе в тепловых и быстрых реакторах представлены, в основном, изотопами нептуния, америция и кюрия. По грубым оценкам количества МА в выгружаемом ОЯТ теплового реактора ВВЭР-1000 составляют: ~6% нептуния, ~2% америция и ~0,5% кюрия относительно массы плутония.

В настоящее время при переработке ОЯТ на заводе РТ-1 ПО «Маяк» нептуний выделяется и хранится в форме диоксида нептуния-237. Небольшая его часть используется для получения плутония-238. Нептуний-237 является делящимся материалом при сравнительно небольшой критической массе «голового» шара ~57 кг и поэтому включён в основной список ядерных материалов, подлежащих учёту и контролю [8]. В настоящее время рассматриваются различные схемы трансмутации нептуния в быстрых реакторах как за счет добавления «внешнего» нептуния в уран-плутониевое топливо, так и за счет выделения плутония совместно с нептунием при переработке ОЯТ тепловых реакторов с целью последующего использования этой смеси для фабрикации топлива быстрых реакторов.

Другим важным элементом в составе МА является америций. При переработке ОЯТ он обрабатывается вместе с продуктами деления в качестве высокоактивных отходов. Основная проблема, связанная с америцием, возникает при долговременном хранении

выделенного плутония. Выделенный плутоний может содержать до ~15% плутония-241, который претерпевает  $\beta$ -распад со сравнительно коротким периодом полураспада ~14 лет, превращаясь в америций-241. При длительном хранении десятков тонн плутония, как это имеет место быть в настоящее время в России, в этом плутонии содержатся тонны америция-241, который является вредным поглотителем нейтронов особенно в тепловых реакторах. Кроме того, обладая довольно жестким  $\gamma$ -излучением мощностью порядка 60 кэВ, наличие америция -241 осложняет радиационную обстановку при фабрикации уран-плутониевого топлива. Поэтому на предприятиях по фабрикации такого топлива предусматривается очистка «старого» плутония от америция. Таким образом, длительное хранение выделенного плутония является весьма затратным недостатком в существующей системе атомной энергетики по причине потери части делящегося материала и образования вредного изотопа америция. В двухкомпонентной модели ЯЭС удается избежать этого, поскольку выделяемый плутоний не подлежит длительному хранению, а направляется после выделения на фабрикуцию ядерного топлива. Также, как и нептуний-237 америций-241, имеющий критическую массу «голового» шара ~60 кг, входит в список расщепляющихся материалов, подлежащих учёту и контролю [8].

В Великобритании на заводе SMP (Sellafield Mox Plant) по производству МОХ топлива имеется система, позволяющая контролировать содержание америция в плутонии и которая предусматривает разбавление «состарившегося» плутония свежесделанным таким образом, чтобы в получаемой смеси не превысить среднегодовой лимит содержания америция, который составляет не более 3% [9].

Как и в случае с нептунием, за последнее время появилось много работ по трансмутации америция-241 в ядерных реакторах с различным спектром нейтронов.

Что касается кюрия, то большинство экспертов склоняется к тому, чтобы выделять его из состава МА и направлять на промежуточное хранение для снижения тепловыделения и нейтронной активности. Российские специалисты в 2015 г. провели успешный эксперимент по отделению кюрия от америция [10].

### Выводы

В докладе кратко проанализированы существующие модели двухкомпонентной ядерно-энергетической системы. В условиях невысоких темпов развития энергетики вообще и атомной энергетики в частности, учитывая сравнительно дешёвые ресурсы органических энергоносителей и урана, а также выход на арену энергетики возобновляемых источников энергии, представляется практически невозможным осуществить массовый ввод быстрых реакторов в ближнесрочной и даже в среднесрочной перспективе. К тому же потребуются еще время и немалые усилия для выхода быстрых реакторов и технологий замкнутого ЯТЦ на коммерческий конкурентоспособный уровень. Поэтому реализация такой модели развития атомной энергетики (рис. 1 и рис. 2) отодвигается на дальнесрочную перспективу.

Реализация моделей с усовершенствованными тепловыми и быстрыми реакторами (рис. 3), а также модели с быстрыми реакторами-выжигателями (рис. 4) потребует разработку и создание новых реакторов, новых видов топлива, новых технологий ЯТЦ, что ото-

двигает решение проблемы ОЯТ на долгосрочную перспективу.

Наиболее реалистичной моделью двухкомпонентной АЭС по решению поставленных в докладе проблем в ближнесрочной перспективе представляется модель с использованием существующих технологий тепловых и быстрых реакторов, которые действуют в объединенном замкнутом ядерном топливном цикле (рис. 5 и рис. 6). Такая модель позволяет решить не только проблему ОЯТ тепловых реакторов, а также избежать накопление избыточного выделенного плутония. Весь плутоний, образующийся при эксплуатации быстрых и тепловых реакторов расходуется в замкнутом ЯТЦ такой двухкомпонентной системы.

Дополнительно, благодаря наличию в структуре такой двухкомпонентной АЭС быстрых реакторов удается значительно, почти в 3 раза, снизить расход природного урана на единицу вырабатываемой электрической энергии по сравнению с моделью, содержащей только тепловые реакторы. Соответственно, снижаются объемы отвального урана обогатительного производства.

Решение задачи по минимизации объемов регенерированного урана и минорных актинидов за счет их энергетической утилизации будет рассматриваться в дальнейших исследованиях. Включение этих продуктов в ядерный топливный цикл двухкомпонентной системы позволит добиться значительного снижения объемов высокоактивных радиоактивных отходов, практически до 1 тонны на 1 ГВт(э) в год.

#### Список литературы

1. М. Залимская. «Доклад главы АО «Тенекс» на симпозиуме Всемирной ядерной ассоциации, Лондон, 21 сентября 2017 г. <http://www.world-nuclear-news.org/UF-Russia-proposes-new-closed-fuel-cycle-2309177.html>
2. <https://energy.gov/sites/prod/files/edg/media/GNEPfactsheet.pdf> GNEP
3. Двухкомпонентная ядерная энергетическая система с тепловыми и быстрыми реакторами в замкнутом ядерном топливном цикле. Под редакцией академика РАН Пономарева-Степного Н.Н. Техносфера, Москва, 2016 г.
4. В.С. Каграманян, А.Г. Калашников, Э.Н. Капранова, А.Ю. Пузаков. Сравнение характеристик топливных циклов стационарной ядерной энергетики на основе реакторов ВВЭР-ТОИ и БН-1200. Журнал Известия вузов. Ядерная энергетика. № 4, 2014, стр. 92-100.
5. А.И. Кислов и др. Радиационные аспекты использования регенерированного урана на ОАО «МСЗ» при производстве ядерного топлива. <http://www.secnr.ru/publications/nrszine/spetsialnyy-vypusk/>
6. R. Coulon. Recycling Benefits. Proceedings of International Conference on Management of Spent Fuel from Nuclear Power Reactors, Vienna, Austria, 31 May – 4 June 2010 (on CD-ROM).
7. А.В. Жеганин. Опыт фабрикации ядерного топлива из регенерированных продуктов. <http://www.atomeco.org/mediafiles/u/files/2015/Materials/ZHiganin.pdf>
8. «Основные правила учета и контроля ядерных материалов» (НП-030-12), 2012 г. <https://www.seogan.ru/np-030-12-osnovnie-pravila-ucheta-i-kontrolya-yadernix-materialov.html>.
9. F. Barker, M. Sadnicki. The Disposition of Civil Plutonium in the UK. April 2001.
10. Успешно проведен эксперимент по выделению и разделению америция и кюрия, 2015 г. [http://polit.ru/article/2015/12/22/experiment\\_rel](http://polit.ru/article/2015/12/22/experiment_rel).

## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ СО СВИНЦОВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

*Лемехов В.В., Моисеев А.В., Смирнов В.С., Ярмоленко О.А., Васюхно В.П., Черепнин Ю.С., Афремов Д.А., Лемехов Ю.В.*  
АО «НИКИЭТ», Москва

Инновационный быстрый реактор естественной безопасности БРЕСТ-ОД-300 разрабатывается как опытно-демонстрационный прототип базовых коммерческих РУ будущей ядерной энергетики с замкнутым ядерным топливным циклом [1].

Задачами для таких систем являются:

- исключение аварий на АЭС, требующих эвакуации, а тем более отселения населения;
- замыкание ЯТЦ для полного использования энергетического потенциала уранового сырья;
- последовательное приближение к радиационно-эквивалентному (по отношению к природному сырью) захоронению РАО;
- технологическое укрепление режима нераспространения (последовательный отказ от обогащения урана для ядерной энергетики, наработки оружейного плутония в бланкете и выделения при переработке ОЯТ, сокращение транспортировки ядерных материалов);
- обеспечение конкурентоспособности в сравнении с другими видами генерации энергии.

В быстрых реакторах со свинцовым теплоносителем свойства теплоносителя позволяют:

- в сочетании с (U-Pu)N-топливом иметь полное воспроизводство делящегося материала в активной зоне, что обеспечивает постоянный малый запас реактивности, не допускающий катастрофических последствий неконтролируемого роста мощности при реализации полного запаса реактивности вследствие отказов оборудования и ошибок персонала [1-2];
- исключить возможность реализации пустотного эффекта реактивности по причине высокой температуры кипения и плотности свинца;
- исключить потерю теплоносителя из контура при повреждении корпуса вследствие высокой температуры плавления / затвердевания и применения интегральной компоновки;
- обеспечить большую теплоемкость контура теплоносителя, что снижает вероятность повреждения ТВЭЛ;
- использовать высокую плотность свинца и его альбедные свойства для выравнивания распределения мощности ТВС и, соответственно, температур ТВЭЛ, а также в системах безопасности;
- придать большую инерционность переходным процессам в контуре, что позволяет снизить требования к быстродействию систем безопасности [2].

Одной из задач создания РУ БРЕСТ-ОД-300 является практическое подтверждение основных технических решений, применяемых в реакторной установке со свинцовым теплоносителем, работающей в ЗЯТЦ, и основных положений концепции естественной безопасности, на которой эти решения основываются [2].

Особое внимание в разработке уделяется обоснованию работоспособности активной зоны и ее элементов.

Для обеспечения полного воспроизводства делящихся материалов в активной зоне, а также постоянного малого запаса реактивности, не допускающего разгона на мгновенных нейтронах при работе реактора, применяется смешанное уран-плутониевое нитридное топливо. В качестве оболочек твэлов применена малораспухающая ферритно-мартенситная сталь.

Для подтверждения работоспособности топлива проводятся радиационные испытания твэлов в энергетическом реакторе БН-600 и исследовательском реакторе БОР-60. В настоящее время в РУ БН-600 облучаются 8 ТВС с твэлами с нитридным топливом, твэлы двух ранее извлечённых ТВС проходят послереакторные исследования. В исследовательском реакторе БОР-60 облучаются 7 ТВС с твэлами с нитридным топливом.

При разработке изделий активной зоны новизна сочеталась с референтными решениями. Конструкция ТВС – шестигранная бесчехловая. Такое решение исключает плавление топлива при перекрытии проходного сечения ТВС, поскольку согласно результатам расчетов перекрытие проходного сечения на входе даже группы из 7 ТВС не приводит к превышению пределов безопасной эксплуатации по температуре оболочек твэл. Положительным аспектом также является уменьшение металлоёмкости бесчехловой ТВС на 30% по сравнению с чехловым вариантом. В технологическом плане выбранный конструктив позволяет использовать опыт изготовления ТВС реакторов ВВЭР.

Для обоснования работоспособности конструкции ТВС изготовлены полномасштабные макеты (рис. 1), на которых проведены механические, гидравлические и вибрационные испытания в воздушной и водной средах. Механические испытания включали в себя поперечный изгиб, кручение, продольное растяжение-сжатие. Вибрационные испытания проводились на прочной и непроточной воде, также проводились вибропрочностные испытания на воздухе. Проведены гидравлические испытания макета ТВС на свинцовом теплоносителе.

В активной зоне, набираемой из бесчехловых ТВС, важным с точки зрения определения температур твэлов, является знание локальных расходов по гидравлическим ячейкам. Для определения коэффициентов межячеечного и межкассетного перемешивания проведены соответствующие эксперименты на жидком металле и воздухе. На макетном 37-стержневом пучке твэлов проведены эксперименты в жидком металле по уточнению коэффициентов теплоотдачи. Таким образом, получен большой объём данных, позволяющий верифицировать расчётные коды, предназначенные для расчёта активной зоны в части теплогидравлики. Для подтверждения коррозионной стойкости элементов ТВС в свинцовом теплоносителе проведены испытания маломасштабных бестопливных макетов ТВС при различных температурах.

Отсутствие данных по физическим экспериментам на критических сборках с нитридным топливом привело к необходимости проведения такого эксперимента на Большом физическом стенде (рис. 2) Физико-энергетического института (г. Обнинск). Моделирование выполнялось с использованием свинца, плутония и нитрида урана. По результатам новых экспериментов, а также с использованием данных ранее выполненных экспериментов, была выполнена верификация и аттестация расчётных кодов для нейтронно-физических расчётов.



Рис. 1. Полномасштабный макет ТВС и макет ТВС с ретортой для испытаний

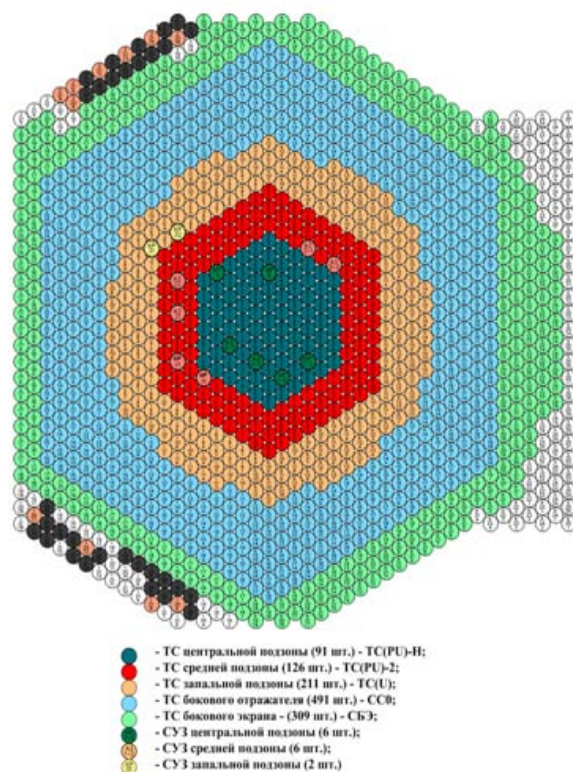


Рис. 2. Картограмма БФС с топливной композицией типа БРЕСТ



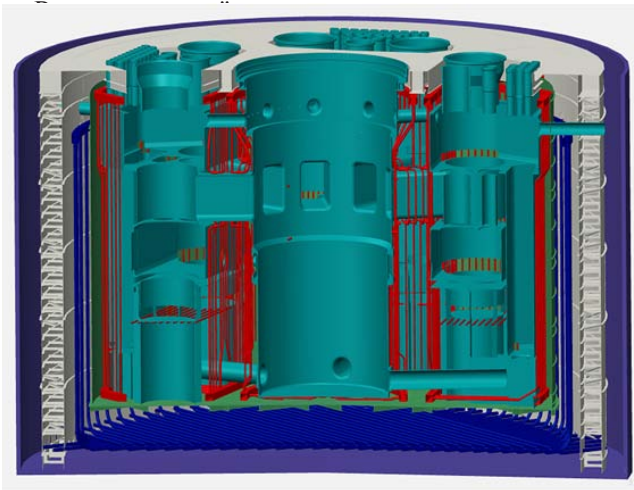


Рис. 3. Корпус РУ БРЕСТ

Для обоснования работоспособности нового для ядерной энергетики типа корпуса потребовалось проведение широкого круга расчётных и экспериментальных работ [3-7]. Экспериментальное обоснование строится на исследованиях и испытаниях мало- и полномасштабных элементов. На созданном полномасштабном макете днища корпуса подтверждена возможность обеспечения необходимой температуры строительных конструкций, определены совместные тепловые перемещения элементов. На созданном полномасштабном макете центральной части корпуса (рис. 4) отработаны режимы разогрева корпуса, определены параметры газовыделения.



Рис. 4. Полномасштабный макет центральной части корпуса

Для проведения прочностных расчётов необходимо получение свойств, применяемых материалов, что потребовало выполнения ряда экспериментальных работ. Выполнена работа по определению свойств бетонов в рабочем диапазоне температур, в том числе с учётом облучения. Для металла приведены эксперименты на коррозионную стойкость в среде свинцового теплоносителя. С целью обоснования безопасности исследовалось поведение бетона при его непосредственном контакте со свинцом. Экспериментально получена глубина проникновения свинца не более 0,5 мм без химического взаимодействия.

Анализ прочности корпуса выполнен по вновь разработанным методикам [5]. В расчёте учтены реальные геометрические и физико-механические свойства эле-

ментов корпуса и сложное пространственное контактное взаимодействие между ними, нелинейные свойства бетона и трещинообразование в нем (рис. 5).

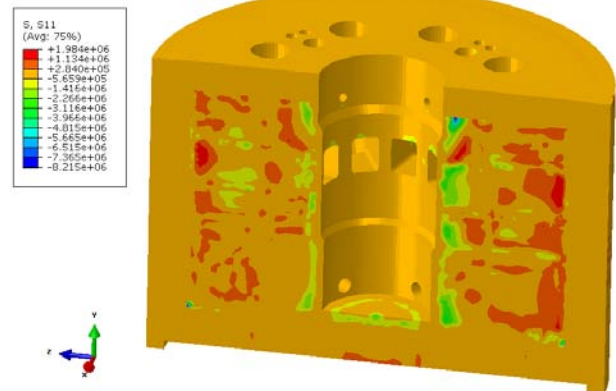


Рис. 5. Распределение первых главных напряжений  $\sigma_1$  в бетонном наполнителе корпуса БР в конце разогрева

Расчетное обоснование показало, что выбранная конструкция корпуса обеспечивает вероятность образования течи с частичной потерей теплоносителя не более  $9,7 \times 10^{-10}$  1/год.

Интегральная компоновка с размещением парогенератора (ПГ) в корпусе реакторного блока накладывает особую ответственность на конструкторов, расчетчиков и экспериментаторов, выполняющих работы по обоснованию работоспособности и безопасности ПГ (рис. 6). Поэтому запланировано и проводится всестороннее обоснование элементов ПГ и процессов, происходящих в ПГ.



Рис. 6. Парогенератор РУ БРЕСТ

В ходе экспериментального обоснования ПГ было создано несколько макетов, на которых подтверждались (проверялись) заложенные в техническом проекте параметры.

Для определения теплогидравлических характеристик, в том числе влияния центробежной силы на теплогидравлическую устойчивость, была разработана 18-трубная модель ПГ (рис. 7).



Рис. 7. 18-трубная модель ПГ

По результатам испытаний на 18-трубной модели получены коэффициенты теплопередачи и гидравлические характеристики по пароводяному и свинцовому контурам, распределение температур по свинцовому контуру. Показана теплогидравлическая устойчивость в исследованных диапазонах [8]. На основании этих данных определены рабочие диапазоны ПГ по расходу рабочего тела.

Свинец обладает высоким удельным весом, поэтому необходим анализ возможности возникновения зависящего отказа трубок ПГ при разгерметизации одной. Зависимый отказ и последующий выход пара в теплоноситель в свою очередь может повлиять на циркуляцию в контуре и, как следствие, ухудшить тепловой режим твэлов. На основании серии экспериментов (рис. 8), была показана невозможность перерастания одиночного разрыва трубок ПГ во множественный (отсутствие зависящего разрыва) [9].



Рис. 8. Эксперимент с разрывом трубок

Для обоснования ресурса парогенератора проведены исследования на термоциклическую прочность узла крепления труб в трубных досках (рис. 9). Определена степень надежности соединений «труба – трубная доска» для камер отвода перегретого пара и подвода питательной воды в модулях ПГ и подтверждено выполнение условий термоциклической прочности теплообменных труб и сварных швов их приварки к трубной доске.

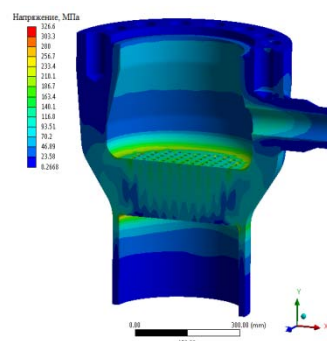


Рис. 9. Исследование термоциклической прочности «труба – трубная доска»

Проведены трибологические испытания мест контакта «труба-дистанционирующая решётка» в среде свинцового теплоносителя [10-11]. В результате получены экспериментальные данные об износе элементов пар трения образцов в характерном диапазоне усилий и перемещений в зонах контакта.

Проведено комплексное объемное расчетное обоснование работоспособности ПГ, которое включило в себя теплогидравлические расчеты (рис. 10), прочностные с учетом всех эксплуатационных режимов, вибропрочностные расчеты, расчеты на сейсмическое воздействие, на воздействие от падения самолета и воздушной ударной волны, другие конструкторские расчеты.

Для верификации вибрационных расчётов создается макет ПГ с натурными геометрическими параметрами.

Главный циркуляционный насосный аппарат (ГЦНА) (рис. 11) служит для создания напора свинцового теплоносителя и обеспечения его циркуляции в контуре.

Для обоснования его работоспособности было создано сразу несколько макетов насоса и рабочих участков для их проверки:

- создан среднемасштабный рабочий участок, работающий на жидком свинце, и макет ГЦНА;
- получены энергетические характеристики проточной части в жидком свинце на уровне 80% от требуемых (ограничение стенда);

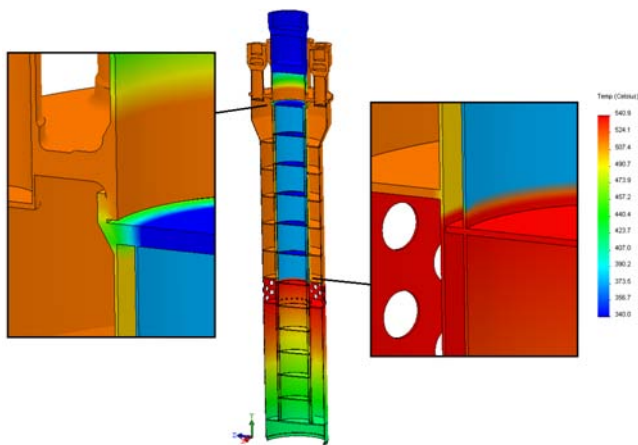


Рис. 10. Результаты расчета температурных полей ПГ

- подтверждена работоспособность гидростатического подшипника в условиях среднемасштабного стенда (более 300 циклов пуск – останов);
- успешно проведена первая серия испытаний натурального подшипника на свинце, показана высокая способность к несению радиальных нагрузок;
- оптимизирована энергетическая характеристика проточной части на воде, получены требуемые расход, напор, кавитационный запас.

В настоящий момент готовится стендовая база для испытаний, в том числе ресурсных характеристик, полномасштабного опытного образца ГЦНА.

Прочее основное и вспомогательное оборудование проходит обоснование на мало- и среднемасштабных стендах, идёт получение свойств конструкционных материалов в диапазонах рабочих температур и условий эксплуатации, включая облучение. Основное (наиболее крупное) оборудование, разрабатываемое для РУ БРЕСТ, прошло экспериментальное и расчетное обоснование и находится в стадии подготовки к испытаниям опытных образцов.

Другим крайне важным направлением обоснования безопасности является получение данных по переносу радионуклидов в РУ. Для изучения процессов переноса активности в жидкометаллической фазе и обмена радионуклидами между жидкометаллической и газовой фазами, были созданы:

- внереакторная петлевая установка со свинцовым теплоносителем и газовым контуром (рис. 12);
- реакторная газовая петлевая установка;
- реакторная петлевая установка со свинцовым теплоносителем и газовым контуром.

Изучался перенос продуктов активации теплоносителя (примесей свинца)  $^{110m}\text{Ag}$ ,  $^{123m}\text{Te}$ ,  $^{124}\text{Sb}$ ,  $^{210}\text{Po}$ ,  $^{65}\text{Zn}$  и  $^{210}\text{Hg}$ , а также продуктов деления  $^{131}\text{I}$ ,  $^{137}\text{Cs}$  и инертных радиоактивных газов. Результаты экспериментов позволили провести обоснованный расчёт радиационных характеристик РУ.

Реакторная установка со свинцовым теплоносителем является инновационной по причине того, что применяемые для достижения требуемых технико-экономических показателей технические решения в части конструкции отличны от регламентированных российскими нормами в области использования атомной энергии. Проведённые эксперименты и выполненные к настоящему моменту расчёты позволяют приступить к лицензированию создания реакторной установки на подобных принципах и заложить основу для создания



Рис. 11. Главный циркуляционный насосный аппарат РУ БРЕСТ



Рис. 12. Внереакторная петлевая установка со свинцовым теплоносителем и газовым контуром

нормативной базы для разработки коммерческих установок. К настоящему моменту разработаны вторые редакции федеральных норм и правил, регламентирующих правила устройства и безопасной эксплуатации РУ со свинцовым теплоносителем и обоснование их целостности, а также первые редакции стандартов их детализирующих. После широкого обсуждения с ведущими предприятиями отрасли, в соответствии с установленной процедурой, редакции федеральных норм и правил были откорректированы на основании полученных замечаний и направлены в Ростехнадзор. Разработка и введение в действие новой нормативной базы проходит поэтапно по мере получения опыта на каждом этапе жизненного цикла, определяемого лицензированием.

На современном этапе разработанный технический проект РУ БРЕСТ-ОД-300 с обоснованием на мало- и среднемасштабных стендах и рабочих участках, а также на расчётном обосновании по верифицированным программным средствам удовлетворил основным параметрам, указанным в техническом задании и проходит в составе проекта энергоблока процесс лицензирования. На дальнейших этапах планируется завершение НИ-ОКР, создание и эксплуатация энергоблока в составе опытно-демонстрационного энергокомплекса.

Расчётами показано, что вероятность повреждения активной зоны (без плавления топлива) не превышает  $8,65 \cdot 10^{-9}$  1/год, а максимальная внешняя доза облучения при потере теплоотвода системами РУ формируется на радиусе 1 км и за первые 10 суток не превышает  $5 \cdot 10^{-2}$  мкЗв, при наложении разгерметизации трубок парогенератора и отказе отсечной арматуры - не превышает 1 мЗв, что не требует принятия мер по защите населения и позволяет обеспечить приемлемый уровень безопасности при развитии ядерной энергетики на РУ подобного типа.

Имеющиеся материалы по обоснованию и технико-экономическим характеристикам РУ со свинцовым теплоносителем показывают перспективность этого направления реакторостроения.

Так для реакторов большой мощности имеется потенциал снижения удельной металлоёмкости РУ более, чем в 2 раза, уменьшение удельных характеристик по количеству ТВС активной зоны и каналов ВРХ, размерам корзины активной зоны, уменьшения суммарной топливной загрузки активной зоны, времени на перегрузку активной зоны, что также способствует снижению эксплуатационных расходов.

#### Список литературы

1. Драгунов Ю.Г., Лемехов В.В., Смирнов В.С., Чернецов Н.Г. Технические решения и этапы разработки реакторной установки БРЕСТ-ОД-300 // Атомная энергия. 2012. Вып.1. Т. 113. С.58-64.
2. Лемехов В.В., Смирнов В.С., Уманский А.А. Активная зона реактора БРЕСТ: современное состояние и перспективы // Проблемы машиностроения и автоматизации. 2013. №2, С.89-93.
3. Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Щекин М.В., Ходасевич К.Б., Лемехов В.В., Пикалов А.А. Особенности создания корпуса для реакторной установки БРЕСТ-ОД-300 // Безопасность жизнедеятельности. 2014. Номер S5. С. 2-6.
4. Гуськов В.Д., Васильев В.Ю., Воронцов В.В., Тюрина Н.В., Кривонос И.К., Панарин С.Н. Моделирование динамики осушки бетонных корпусов реакторной установки БРЕСТ-ОД-300 // Безопасность жизнедеятельности. 2014. Номер S5. С. 16-20.
5. Амелин А.М., Никуленко Е.С., Фетисов В.Я. Некоторые вопросы прочности корпуса блока реакторной реакторной

установки БРЕСТ-ОД-300 // Безопасность жизнедеятельности. 2014. Номер S5. С. 12-16.

6. Гуськов В.Д., Кривонос И.К., Васильев В.Ю., Тюрина Н.В., Воронцов В.В. Анализ влияния радиационного тепловыделения на температуру в корпусе реакторной установки БРЕСТ-ОД-300 // Безопасность жизнедеятельности. 2014. Номер S5. С. 6-8.

7. Чубаров Д.Н., Елисеев Д.В., Жук В.И. Техническое обеспечение лабораторных экспериментов по идентификации теплофизических характеристик материалов элементов конструкции корпуса БР РУ БРЕСТ-ОД-300 на основе линейных тепловых моделей в установившихся и нестационарных тепловых режимах // Безопасность жизнедеятельности. 2014. Номер S5. С. 20-24.

8. Грабежная В.А., Михеев А.С., Штейн Ю.Ю., Семченков А.А. Расчётно-экспериментальное исследование работы модели парогенератора БРЕСТ-ОД-300 // Известия вузов. Серия: Ядерная энергетика. 2013. №1. С.101-109.

9. Афремов Д.А., Лемехов В.В., Тутукин А.В. и др. Исследование процессов в свинцовом теплоносителе при нарушении целостности теплообменной трубы парогенератора БРЕСТ-ОД-300 // Атомная энергия. 2015. Вып. 3. Т. 119. С. 164-168.

10. Лемехов В.В., Сизарев В.Д., Столотнюк С.В., Столотнюк Я.Д., Чернецов Н.Г., Васильев С.В., Куликов А.Е. Методика исследований изнашивания узлов «труда – дистанционирующая гребенка» ПГ РУ БРЕСТ-ОД-300 при фреттинг-коррозии // Годовой отчет НИКИЭТ-2014. Сб. статей / Под ред. Е.О. Адамова. – М.: ОАО «НИКИЭТ», 2014. - С. 225-226.

11. Горячева И.Г., Горячев А.П., Лемехов В.В., Архипов О.П., Тарасов В.В., Лыс В.Ф. Оценка параметров закона изнашивания в среде аргона пары теплообменная труба – дистанционирующая решетка парогенератора РУ БРЕСТ-ОД-300 // Трение и износ. 2016. Т. 37. № 2. С. 147-155.

---

## МОДУЛЬНЫЕ СВИНЦОВО-ВИСМУТОВЫЕ БЫСТРЫЕ РЕАКТОРЫ ДЛЯ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

---

*Степанов В.С., Комаров А.А., Болванчиков С.Н.,  
Лунев Г.Д., Сошников А.А., Климов Н.Н.  
АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»*

### Введение

В нынешнем столетии потребление энергии, в том числе и электроэнергии, будет продолжать расти в значительных масштабах, особенно в развивающихся странах.

Сегодня традиционные энергоисточники и энергоисточники на базе возобновляемых ресурсов уже не в состоянии повсеместно удовлетворить растущие потребности в тепле и электрической энергии, соответствующим образом экономическим и экологическим требованиям. Запасы нефти и газа истощаются, соответственно, дорожает и энергия, полученная с их помощью. Энергия, получаемая с помощью ветра и солнца – достаточно затратное удовольствие, в силу дороговизны солнечных и ветровых электростанций. Возможности энергии водоемов тоже очень ограничены.

Вместе с тем мировые ресурсы ядерного горючего, такого, как плутоний и уран во много раз превышают энергоресурсы природных запасов органического топлива. Работа же самих АС имеет ряд преимуществ перед другими электростанциями. Их можно строить везде, независимо от энергетических ресурсов района,

топливо АС отличается очень большим содержанием энергии, эти станции не делают в атмосферу вредных выбросов, таких как ядовитые вещества и парниковые газы, и стабильно дают самую дешевую энергию.

Сегодня на рынке ядерных технологий предлагаются, как правило, АС большой мощности, предполагающие наличие большого количества потребителей и электросетей большой мощности. Однако для стран с еще не очень развитой энергетикой и электросетями большой энергоблок представляет проблему ведь электросеть не может обеспечить достаточность объема потребителей, к тому же для больших блоков АС на время их ремонта и перегрузки нужны серьезные замещающие мощности.

По этой причине уже сейчас есть значительная потребность в АС средней и малой мощности, причем в зависимости от конкретного потребителя и региона размещения требуется также и различные мощности таких АС.

Россия обладает уникальным опытом создания и эксплуатации реакторных установок со свинцово-висмутовым теплоносителем (СВТ). На базе этой технологии АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» совместно с ГНЦ РФ ФЭИ и рядом других предприятий с 1991 года ведет разработку унифицированных реакторных установок с СВТ для многоцелевого применения в составе АС малой и средней мощности.

### Техническая база свинцово-висмутовой реакторной технологии

Предлагаемая реакторная технология опирается, прежде всего, на сорокалетний опыт разработки и эксплуатации РУ с СВТ на атомных подводных лодках (АПЛ) и стендах прототипах [1].

Всего было построено восемь таких АПЛ и два полномасштабных наземных реакторных стенда-прототипа. Общая наработка РУ с СВТ на АПЛ и стендах-прототипах составила около 80 реакторо-лет.

Весь период освоения РУ с СВТ четко разделяется на два больших этапа. Первый этап освоения этой новой реакторной технологии, проходивший в условиях отсутствия какого-либо отечественного и зарубежного опыта и очень сжатых директивных сроков создания РУ для АПЛ, сопровождался рядом трудностей и неудач, характерных для начального периода освоения любой новой наукоёмкой технологии.

Второй этап освоения АПЛ с СВТ характеризовался надёжной многолетней эксплуатацией серийных АПЛ (рис.1), в конструкцию реакторных установок которых были внесены необходимые изменения, вытекающие из анализа причин имевших место аварий, полностью исключившие их причины. Это касается и активных зон, и парогенераторов, и насосов, доведенных до высокой степени надёжности.

За время освоения РУ с СВТ на АПЛ были решены принципиальные проблемы применения СВТ (теплообмен и гидродинамика, технология СВТ, коррозия и массоперенос, конструкционные материалы и др.)

В ходе эксплуатации была отработана технология перегрузки топлива с помощью изготовленного комплекта перегрузочного оборудования, исключающего попадание воздуха в первый контур и выход радиоактивности в окружающую среду.

Была также отработана технология длительного безопасного хранения выгруженного отработавшего ядерного топлива (ОЯТ). При этом ОЯТ в составе выемной



Рис. 1

части реактора погружается в бак, заполненный жидким СВТ, который через короткое время затвердевает, создавая дополнительный защитный барьер на пути выхода радиоактивности в окружающую среду.

Эксплуатация АПЛ с СВТ была завершена в 1996 г.

### Первый опыт конверсии судовой технологии РУ с СВТ – блочно-транспортная АТЭЦ малой мощности «Ангстрем» с петлевой компоновкой первого контура РУ и реактором на быстрых нейтронах

Мощность электрическая – 6 МВт, мощность теплоснабжения – 14 МВт (12 Гкал/час), Параметры пара на теплофикацию – до 435°C/3,5 МПа.

Технический проект «Ангстрем» выполнен в 1991г. В конкурсе проектов «АСММ-91» АТЭЦ «Ангстрем», занял первое место в группе (10-50) МВт (тепловых)

Отличительные особенности:

- самозащищенность и пассивная безопасность;
- длительная (более 5 лет) работа без перегрузки топлива
- модульная структура АТЭЦ (модуль РУ, модуль ТГУ, модуль водоподготовки, модуль электрораспределительных устройств и др. необходимые модули) и 100% заводская готовность оборудования и транспортных модулей;
- в состав АТЭЦ входит 9-12 транспортабельных функциональных модулей, которые могут доставляться железнодорожным, автомобильным или водным видами транспорта;
- продолжительность монтажных работ на площадке АТЭЦ составляет 1 месяц

Модуль РУ в транспортном положении на железнодорожной платформе показан на рис. 2, площадка АТЭЦ «Ангстрем» показана на рис.3.

На внутреннем и внешнем рынках АТЭЦ «Ангстрем» может быть предложена:

- для совместной работы с иными энергоисточниками (тепловыми электростанциями на органическом топливе, ГЭС, нетрадиционными энергоисточниками) в энергосистемах регионального уровня;
- для автономной работы в составе энергоузлов или малых энергосистем изолированных или со слабыми связями с внешними энергоисточниками, испытывающими дефицит топливных ресурсов и/или с крайне неблагоприятной техногенной экологической обстановкой

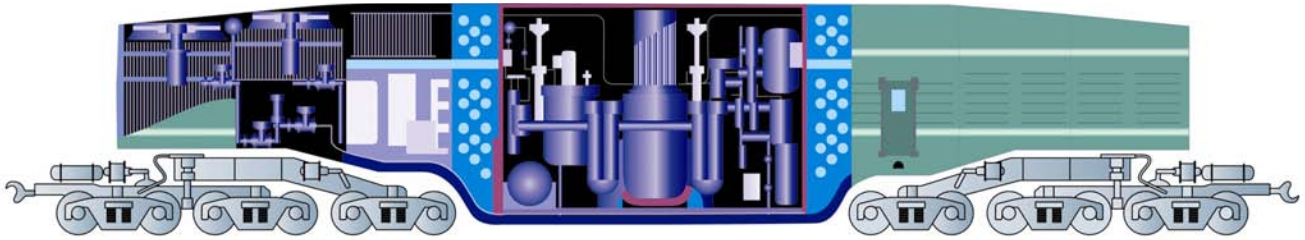


Рис. 2. Модуль РУ в транспортном положении на ж/д платформе



Рис. 3. Площадка АТЭС «Ангстрем»

### Анализ и оптимизации концепции РУ с СВТ для гражданской энергетики

Задача создания целого ряда АС различной мощности в различных регионах мира может быть успешно решена при модульном принципе построения АС на основе «типовых» унифицированных РУ с СВТ [2, 3].

Понятие модульности означает использование в составе энергоблока АС нескольких РУ (или модулей), размещаемых в одном реакторном отделении (в одном контейнменте). При этом каждая РУ находится в своем герметичном боксе. Модульная ядерная паропроизводящая установка имеет связи всех РУ по второму контуру и может работать на одну или несколько ТГУ.

Для АС средней и АС малой мощности должна быть разработана на одних и тех же технических решениях своя «типовая» унифицированная РУ (например, 100 и 10 МВт электрических соответственно).

Модульная структура АС на базе «типовых» унифицированных РУ с СВТ:

- позволяет создавать АС различной мощности, кратной мощности одной «типовой» РУ (например, 100, 200, 300, 400 МВт и т.д. для средней мощности и 10, 20, 30, 40 МВт и т.д. для малой мощности);
- позволяет обеспечить более высокую степень надежности и безопасности (снижение потенциального радиационного риска) в сравнении с энергоблоком на базе одной РУ большой мощности. При выходе из строя одной РУ энергоблок может продолжать работать на пониженной мощности;
- дает возможность снизить мощность резервного энергоисточника в зонах децентрализованного энергоснабжения (достаточно иметь резервный источник, равный по мощности одной РУ);
- при большой продолжительности работы реактора без перегрузки топлива позволяет обеспечить КИУМ не менее 90%, который для модульной АС определяется показателями надежности турбоустановки. При поочередной остановке РУ на перегрузку топлива

или для технического обслуживания мощность энергоблока снижается в значительно меньшей степени в сравнении с энергоблоком на базе одного реактора большой единичной мощности (например, ВВЭР-1000);

- создает условия для организации крупносерийного (поточного) производства типовых РУ и стабильную загрузку машиностроительных заводов, что значительно снижает затраты на изготовление РУ;
- позволяет использовать методы типового проектирования энергоблоков различной мощности на базе типовой РУ и поточные методы организации строительно-монтажных работ.

«Типовые» унифицированные РУ с СВТ:

- должны иметь качественно новый уровень пассивной безопасности и обладать свойствами внутренней самозащищенности, детерминистически исключающими возможность тяжелых аварий;
- должны иметь возможность без изменения конструкции использовать на различных этапах развития атомной энергетики разные виды топлива и работать в различных топливных циклах. При этом иметь длительную (7-10 лет, а в перспективе 15-20 лет) кампанию активной зоны и обогащение по урану-235 не выше 20% (что соответствует рекомендациям МАГАТЭ по режиму нераспространения);
- должны быть полностью заводского изготовления, при этом должна быть обеспечена возможность их безопасной транспортировки практически в готовом виде на площадку АС.

Принципы обеспечения безопасности «типовых» унифицированных РУ с СВТ:

- применение реактора на быстрых нейтронах (отсутствие эффектов его отравления, сравнительно небольшой запас реактивности на выгорание, малое значение отрицательного температурного коэффициента реактивности, «легкие» <math>\beta</math>эфф органы СУЗ, оперативный запас реактивности в работающем реакторе меньше доли запаздывающих нейтронов, исключение возможности разгона реактора на мгновенно-

венных нейтронах при несанкционированном извлечении любого рабочего органа СУЗ);

- применение химически инертного по отношению к воде и воздуху СВТ с температурой кипения 1670°C и температурой плавления 123,5°C в первом контуре РУ (низкое давление в первом контуре РУ, отсутствие аварий из-за кризиса теплообмена, низкий запас потенциальной энергии в первом контуре, исключение возможности химических взрывов и пожаров по внутренним причинам, малый масштаб разрушений и радиационных последствий при постулированных разгерметизациях первого контура и газовой системы, исключение возможности радиоактивного загрязнения второго контура);
- интегральная компоновка реактора, при которой активная зона, оборудование первого контура и модули парогенератора размещены в едином прочном корпусе реакторного моноблока (МБР) с полным исключением арматуры и трубопроводов СВТ, и размещение МБР в баке СПОТ с водой или в сухой шахте реактора при необходимости пассивно заливаемой водой (исключение потерь СВТ и прекращения циркуляции СВТ через активную зону, практическое исключение возможности разгерметизации газовой системы и выброса газа, полностью пассивное расхолаживание РУ при отказе всех систем расхолаживания и полном обесточивании за счет аккумуляирования тепла внутрикорпусными устройствами и отвода тепла через корпус МБР к воде в баке СПОТ или к воде в шахте реактора в зависимости от варианта размещения МБР);
- консервативный подход при проектировании, заключающийся в использовании существующих технологий топлива и конструкционных материалов, а также в использовании освоенных режимных параметров, конструктивных и схемно-технологических решениях.

Таким образом, в РУ с СВТ обеспечивается детерминистическое исключение наиболее тяжелых аварий, приводящих к выбросу радиоактивности и требующих эвакуации населения, что позволяет с минимальным риском использовать такие РУ при создании АС малой и средней мощности для удовлетворения широкого круга потенциальных потребителей энергии.

### **Унифицированная реакторная установка СВБР-10 для модульных АС малой мощности (10 – 50 МВт электрических)**

Основные характеристики РУ СВБР-10 приведены в табл. 1.

В проект закладывается требование универсальности по видам топлива (оксидное урановое, смешанное нитридное, МОХ).

Возможные области применения РУ СВБР-10:

- береговые наземные АСММ «без перегрузки на площадке» (БАСММ);
  - плавучие АСММ «без перегрузки на площадке» (ПАСММ);
  - наземные АСММ с различными вариантами перегрузки
- Состояние работ по РУ СВБР-10:
- 2006-2007гг - разработан эскизный проект РУ СВБР-10 в виде транспортабельного реакторного блока (ТРБ) для атомных станций малой мощности наземного берегового размещения

**Таблица 1.** Основные характеристики РУ СВБР-10

Мощность РУ электрическая (брутто), МВт (эл.)	12
Мощность РУ тепловая (номинальная), МВт	43,3
Давление перегретого пара перед СК ТГУ, МПа	4.2
Температура перегретого пара, °С	410
Паропроизводительность, т/ч	56
Тип циркуляции в первом контуре	Принудительная (МГД-насосы)
Тип циркуляции во втором контуре	естественная
Кампания активной зоны, тыс. эфф. час.	135
Время работы между перегрузками, лет	20*
Срок службы полный, лет	60
Срок службы до капитального ремонта, лет	20

- 2006 г – выполнена проработка варианта плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) с РУ СВБР-10 (ЗАО «Атомэнерго», г. Санкт-Петербург совместно с ОКБ «Гидропресс»)

### **Береговая атомная станция малой мощности (БАСММ) на основе транспортабельного реакторного блока (ТРБ) с реакторной установкой СВБР-10**

БАСММ предназначена для выработки электроэнергии в условиях неразвитой инфраструктуры.

В состав БАСММ входят береговые сооружения и заменяемые транспортабельные реакторные блоки (ТРБ) с РУ СВБР-10.

РУ СВБР-10 является основной составляющей ТРБ и предназначена для производства перегретого пара с параметрами, обеспечивающими его использование в качестве рабочего тела турбогенераторной установки.

В проекте РУ СВБР-10 применен реактор на быстрых нейтронах с химически инертным СВТ и интегральной компоновкой первого контура, при которой активная зона, оборудование первого контура и модули парогенератора размещены в едином прочном корпусе моноблока реакторного (МБР) с полным исключением арматуры и трубопроводов СВТ.

МБР, имеющий страховочный кожух, размещен в водяном баке системы пассивного отвода тепла (СПОТ), выполняющем также функцию сейсмостойкой опорной конструкции. Остальное оборудование РУ расположено над баком СПОТ и закрыто сверху герметичной стальной оболочкой.

Бак СПОТ, МБР, остальное оборудование РУ и герметичная оболочка образуют транспортабельный реакторный блок (ТРБ).

Основные компоненты МБР и РУ выполнены в виде отдельных модулей, при этом обеспечена возможность их замены и ремонта. МБР имеет такие массогабаритные характеристики, которые позволяют полностью изготовить его на заводе и доставить на завод-строитель ТРБ водным, автомобильным или железнодорожным транспортом.

Предусмотрена единовременная выгрузка топлива по окончании кампании активной зоны и загрузка

свежего топлива в виде единого картриджа (новой активной зоны). Операции по загрузке-выгрузке топлива производятся только на заводе-строителе.

Принципиальная схема жизненного цикла ТРБ с РУ СВБР-10:

- после изготовления оборудование РУ СВБР-10 поставляется на завод-строитель для монтажа ТРБ. Оборудование РУ поставляется на монтаж агрегатными блоками, изготовленными и испытанными в заводских условиях;
- каждый из агрегатных блоков, в том числе МБР с внутрикорпусными устройствами, парогенерирующими модулями, циркуляционными насосами первого контура, по своим габаритам и массе позволяет транспортировать их к месту монтажа железнодорожным транспортом;
- после монтажа РУ в ТРБ проводятся необходимые заводские испытания, производится загрузка активной зоны и заполнение СВТ. Затем выполняется «горячая» обкатка РУ с заглушенной активной зоной, после чего РУ выдерживается до затвердевания СВТ;
- ТРБ в полностью собранном виде с «замороженным» СВТ транспортируется морским судном с завода-изготовителя в акваторию площадки БАСММ и с помощью судового крана перегружается на специальный понтон, который швартуется к береговому сооружению БАСММ. Далее ТРБ с помощью берегового крана перемещается на берег и устанавливается в здание ТРБ в специальную шахту, выполняющую функции контейнента;
- После монтажа ТРБ в шахте системы РУ и ТРБ подключаются к внешним системам БАСММ.

Общий вид ТРБ с РУ СВБР-10 показан на рис. 4.

В составе БАСММ одновременно эксплуатируется несколько ТРБ. В данном докладе представлены результаты проработки БАСММ мощностью 30 МВт-э. Примерный план размещения БАСММ показан на рис. 5.

В здании ТРБ предусматриваются шахты для установки трех ТРБ с РУ СВБР-10 плюс одна дополнительная шахта. Первый ТРБ монтируется в одну из шахт и подключается к береговым системам. Далее последовательно монтируются остальные ТРБ. Дополнительная шахта предназначена для монтажа нового ТРБ в период окончания кампании первого ТРБ.

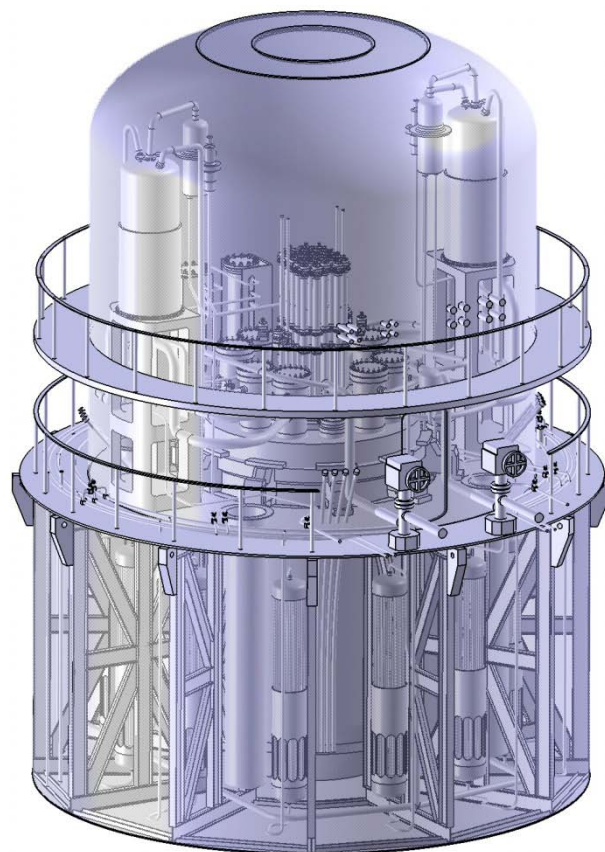


Рис. 4. Общий вид ТРБ с РУ СВБР-10

После окончания кампании очередного ТРБ с РУ СВБР-10 он выводится из эксплуатации и переводится в режим выдержки. После спада остаточных тепловыделений и затвердевания СВТ в МБР (кроме активной зоны) этот ТРБ с затвердевшим СВТ транспортируется морским путем на завод-изготовитель ТРБ для перегрузки активной зоны реактора, необходимых ремонтных работ и замены оборудования, которое выработало ресурс. Освободившаяся шахта используется для монтажа ТРБ с РУ СВБР-10 очередных кампаний.

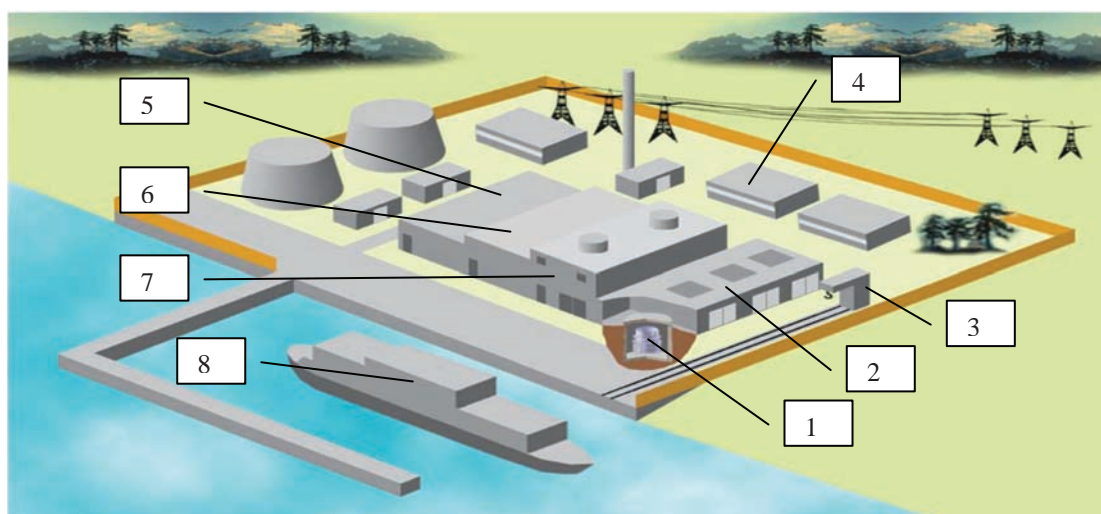


Рис. 5. Примерный план размещения БАСММ мощностью 30 МВт (эл) с тремя ТРБ с РУ СВБР-10: 1 – ТРБ, 2 – здание для установки ТРБ, 3 – грузоподъемное устройство, 4 – пульт управления, 5 – здание общестанционных дизель-генераторов, 6 – здание электроснабжения нормальной эксплуатации, 7 – машинное отделение, 8 – транспортное судно



Установка в свободную шахту и повторный ввод в эксплуатацию очередного ТРБ со «свежей» активной зоной производится последовательно в период окончания кампании предшествующего ТРБ.

При снятии БАСММ с эксплуатации последний ТРБ после необходимой выдержки транспортируется на завод изготовитель ТРБ для выгрузки активной зоны. Радиоактивных веществ на площадке БАСММ не остается.

### Унифицированная реакторная установка СВБР-100 для модульных АС средней мощности (100 – 500 МВт электрических)

Унифицированная «типовая» РУ СВБР-100 (мощность ~ 100МВт электрических) с реактором на быстрых нейтронах, интегральной компоновкой первого контура и СВТ в первом контуре - один из основных компонентов серийных АС модульной структуры в диапазоне средних мощностей от 100 до 600 МВт (электрических) [4, 5].

Принятый уровень мощности РУ, а, следовательно, ее габариты и весовые характеристики, предопределили возможность транспортирования ее крупными блоками полного заводского изготовления железнодорожным транспортом, что значительно расширяет возможность оптимального по экономике выбора площадок для строительства АС.

Полная заводская готовность блоков РУ, наряду со значительным повышением их качества и надежности, значительно сокращает трудозатраты, стоимость и сроки сооружения реакторной установки.

Возможные области применения унифицированной РУ СВБР-100:

- создания региональных модульных АС и АТЭЦ различной мощности, размещаемых вблизи городов,
- создание энергоблоков АС модульного типа большой мощности;
- реновации блоков АС, реакторы которых исчерпали срок службы.

Проект РУ СВБР-100 в своем развитии прошел длительные этапы предварительного поиска и формирования оптимальной концепции и облика РУ и ее составных элементов.

С конца 2009г после принятия решения о создании опытно-промышленного энергоблока (ОПЭБ) с РУ СВБР-100 и создания АО «АКМЭ-инжиниринг» (совместное предприятие Госкорпорации «Росатом» и ПАО «Иркутскэнерго») разработка проекта РУ вступила в активную фазу. В настоящее время ПАО «АКМЭ-инжиниринг» реализует проект по разработке и сооружению ОПЭБ с РУ СВБР-100 в г. Димитровград.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации РУ СВБР-100 в составе ОПЭБ осуществляется выработка тепловой и электрической энергии для нужд региона, а также комплексное подтверждение проектных характеристик РУ СВБР-100 при работе в реальных, характерных для АС режимах эксплуатации.

Основные характеристики РУ СВБР-100 приведены в табл.2.

Общий вид МБР с РУ СВБР-100 приведен на рис.6.

Таблица 2. Основные характеристики РУ СВБР-100

Наименование параметра	Значение
Мощность тепловая, МВт	280
Давление генерируемого насыщенного пара, МПа	7,0
Паропроизводительность, т/ч	580
Теплоноситель первого контура, состав	44,5% Pb + 55,5% Bi
Температура СВТ, вх /вых, °С	340/490
Топливо	UO <sub>2</sub>
• среднее обогащение по U-235,%	16,3
• максимальное обогащение по U-235,%	менее 20
Кампания активной зоны, тыс.эфф.час	50
Интервал времени между перегрузками, не менее, лет	7

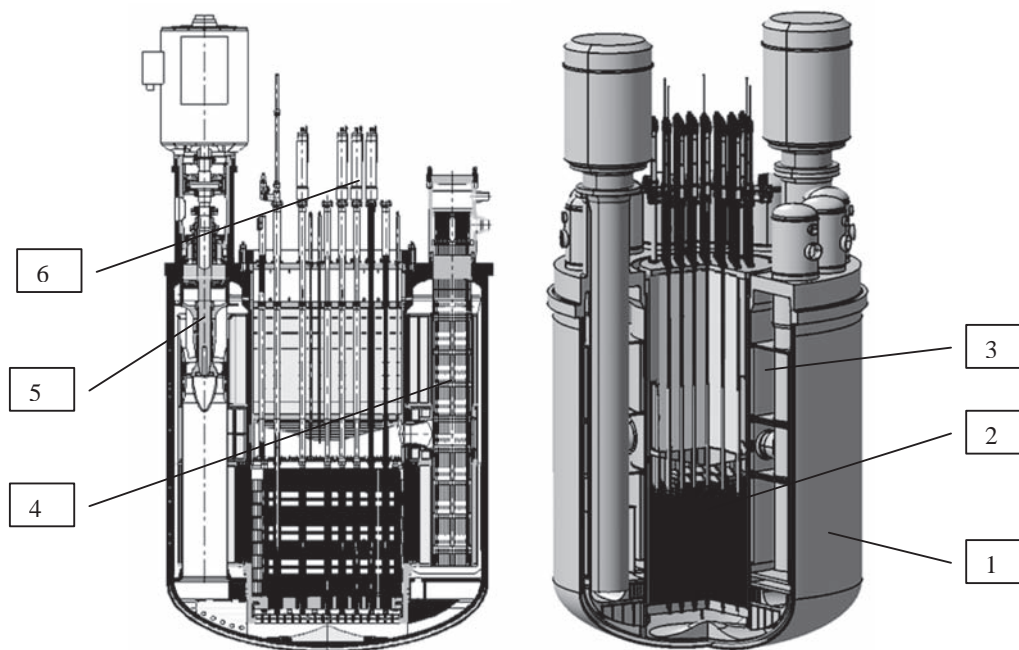


Рис. 6. Общий вид МБР с РУ СВБР-100: 1 – корпус МБР с защитным кожухом; 2 – выемной блок с активной зоной; 3 – внутрикорпусные устройства; 4 – модуль испарителя (МИС); 5 – циркуляционный насос первого контура; 6 – комплект приводов СУЗ

Основные компоненты МБР и РУ СВБР-100 выполнены в виде отдельных модулей, при этом обеспечена возможность их замены и ремонта.

Основное оборудование РУ, включая МБР, имеют такие массогабаритные характеристики, которые позволяют полностью изготовить его на заводе и доставить на площадку АС или убрать с площадки АС водным, автомобильным или железнодорожным транспортом.

Оборудование РУ СВБР-100 проектируется исходя из требования обеспечения его сейсмостойкости и работы ОПЭБ в маневренном режиме с суточным изменением мощности в пределах 50-100% со скоростью 0,5-2%  $N_{ном}/мин$ .

Создание и пуск в эксплуатацию ОПЭБ с РУ СВБР-100 позволит перейти к следующему этапу – этапу коммерциализации инновационной ядерной технологии, основанной на применении в составе модульных атомных станций малой и средней мощности интегральных быстрых реакторов с теплоносителем свинец-висмут типа СВБР.

Создание модульных АС на базе РУ СВБР-100 обеспечит:

- удовлетворение потребностей в энергогенерирующих мощностях в районах с существующими сетевыми ограничениями и небольшими объемами потребления путем АС средней мощности (100÷600) МВт;
- возможность замещения выводимых из эксплуатации в силу изношенности оборудования энергоблоков на органическом топливе;
- увеличение доли АС в энергетическом секторе экономики России;
- создание материально-технической базы для дальнейшего развития отрасли: проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ, включая развитие машиностроительных мощностей, инжиниринг и сервисное обслуживание;
- возможное продвижение инновационных отечественных энергоблоков АС на базе РУ СВБР-100 на мировой рынок.

#### Список литературы

1. Тошинский Г.И., Степанов В.С., Никитин Л.Б. и др. «Анализ опыта эксплуатации реакторных установок с теплоносителем свинец-висмут и имевших место аварий». Труды конференции «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях», ТЖМТ-98, г. Обнинск, 1999 г., т. 1, стр. 63-69.
2. Зродников А.В., Тошинский Г.И., Драгунов Ю.Г., Степанов В.С. и др. Модульные многоцелевые свинцово-висмутовые быстрые реакторы для ядерной энергетики. Теплоэнергетика №1, 2005г., с.16-24.
3. Zrodnikov A.V., Toshinsky G.I., Stepanov V.S. et al. «Innovative nuclear technology based on modular multi-purpose lead-bismuth cooled fast reactors». PROGRESS IN NUCLEAR ENERGY, Vol. 50, pp.170-178, 2008.
4. Рыжов С.Б., Степанов В.С., Климов Н.Н., Зродников А.В., Тошинский Г.И., Комлев О.Г. «Инновационный проект реакторной установки СВБР-100», Научно-технический сборник «Вопросы атомной науки и техники», серия: «Обеспечение безопасности АЭС», выпуск 24 «Реакторные установки СВБР», стр. 5-7, Подольск, 2009.
5. Рыжов С.Б., Степанов В.С., Климов Н.Н., Болванчиков С.Н. «Реакторная установка СВБР-100. Основные проектные положения», Научно-технический сборник «Вопросы атомной науки и техники», серия: «Обеспечение безопасности АЭС», выпуск 24 «Реакторные установки СВБР», стр. 7-12, Подольск, 2009.

## ПОТЕНЦИАЛ И ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДЯНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВКАХ

*Седов А.А.*

*НИЦ «Курчатовский Институт», Москва*

### Введение

В статье представлена ретроспектива и современный статус развития концептуальных проектов ЯЭУ с реакторами использующими воду сверхкритического давления. Оценивается потенциал использования высокой температуры и давления водяного теплоносителя с точки зрения повышения тепловой эффективности турбогенераторной установки ЯЭУ и улучшения использования ядерного топлива. Показаны основные физические и технологические проблемы этого реакторного направления.

### Ретроспектива и современный статус разработок СКД-реакторов

К началу 60-х годов XX века в мире появились и были опробованы в работе первые ЯЭУ с легководными коммерческими реакторами типа PWR и BWR. Результаты их эксплуатации и достигаемые ими характеристики по топливоиспользованию и энергоэффективности сделали очевидным, что, несмотря на хорошие эксплуатационные качества, надежность и безопасность таких этих машин, они не могут обеспечить потребности быстро развивающейся Атомной Энергетики (АЭ). Их топливный цикл требует большого расхода природного урана и больших затрат на обогащение топлива изотопом  $^{235}U$ .

Первые попытки улучшить ситуацию со снижением расхода ядерного топлива были связаны с попытками разработать ЯЭУ со значительно более высоким КПД турбогенераторов. Поэтому уже с середины 50-х годов, одновременно с быстрым развитием СКД-станций на органическом топливе, начали появляться разработки концепций реакторов с водяным СКД-теплоносителем [1]. Основной целью этих первых концептуальных проектов было достижение КПД порядка 43 – 45%, за счет чего и предполагалась экономия ядерного топлива.

В результате анализа развития атомной энергетики (АЭ) уже ко времени первой Женевской конференции по мирному использованию атомной энергии в 1958 г. стало ясно, что для быстрого развития АЭ требуются реакторы-бридеры с коэффициентом воспроизводства (КВ) на уровне 1,3 – 1,5, который может быть получен только в быстром спектре нейтронов, при высоком уровне объемной энергонапряженности и большой доле топлива в активной зоне.

Первое время две ветви быстрых реакторных технологий - натриевая и водяная - двигались параллельно, т.к. было много общих нерешенных вопросов: создание коррозионно- и радиационно- стойких высокотемпературных материалов, новых видов топлива.

В водяном направлении появились концептуальные проекты быстрых реакторов (БР) с паровым теплоносителем и водой сверхкритического давления (СКД).

Параметры водяного теплоносителя, должны были обеспечивать минимальное поглощение и замедление нейтронов в активной зоне. Поэтому приходилось, наряду с использованием тесных пучков твэл, применять водяной теплоноситель с низкой средней плотностью в активной зоне (ниже 100 кг/м<sup>3</sup>). Это обусловило появления высокого уровня температур теплоносителя (600 - 650°C) и конструкционных материалов (700 - 750°C) в активных зонах быстрых реакторов с водяным теплоносителем.

Водяное направление создания БР развивалось в течение 60-80-х гг XX в, однако обеспечение одновременно радиационной и коррозионной стойкости конструкционных материалов для высоких температур водяного теплоносителя оказалось тогда непосильной задачей. Кроме того, после уточнения нейтронно-физических констант выяснилось, что создание реактора с водяным теплоносителем, обеспечивающего достижение КВ даже до уровня 1,15, является крайне проблематичным при имеющимся наборе топливных и конструкционных материалов. По этой причине водяное направление создания реакторов-бридеров уступило тогда натриевому, в котором удалось получить надлежащий спектр нейтронов, обосновать достижение приемлемого КВ при использовании металлического U<sup>235</sup>Zr- топлива, и разработать высокотемпературные конструкционные материалы, а также технологию теплоносителя, обеспечивающую совместимость конструкционных материалов с натриевым теплоносителем до 710°C в номинале и до 850°C в аварийных режимах.

Интерес к водяным реакторам с высокими параметрами теплоносителя возобновился в конце 90-х гг XX в, как логическое продолжение развития легководного направления и в связи с приходом в реакторную науку новой генерации специалистов, не «отягощенных» опытом прошлых лет. Перед новым поколением ЛВРов стали ставить «новые», хотя и значительно менее амбициозные цели, а именно:

- достижение высокого КПД турбоустановки АЭС (до 45%);
- значительное снижение удельных капитальных затрат (до 2 к\$/кВт) на сооружение АЭС и существенное сокращение сроков строительства (до 4 - 5 лет).

Причем, требование эффективного топливоиспользования стало уходить на второй план.

В результате появился ряд концептуальных проектов одноконтурных (США [2], Япония [3]) и полтороконтурных (Корея [4]) ЯЭУ с реакторами, охлаждаемыми водяным СКД теплоносителем с рабочим давлением в реакторе до 25 МПа и среднесмешенной температурой теплоносителя на выходе из реактора в диапазоне 500 - 560°C.

В 2000 году стартовало международное сотрудничество по развитию перспективных реакторных технологий в рамках Международного Форума Поколения-4 (МФП-4). Начиная с 2002 направление SCWR (СКД-реакторов) является одним из 6 реакторных технологий, выбранных в Поколении-4, как наиболее перспективные в 21 веке [5].

Одновременно, в начале 2000-х годов интерес к SCWR с тепловым спектром нейтронов проявила национальная лаборатория Айдахо (INL). В этом научном центре США была проделана концептуальная разработка одноконтурного двух-заходного СКД реактора. В 2002 году INL выпустила заключительный отчет [6] по проделанным концептуальным оценкам ключевых тех-

нологических и физических вопросов, а также по проблемам коррозионной стойкости и экономики кандидатных конструкционных материалов реактора. В выводах этой работы отмечалось, что наряду с ожидаемыми выигрышами от высокого КПД и сокращения капитальных затрат разработка одноконтурных СКД-реакторов имеет ряд проблем по ключевым технологиям и физическим вопросам. Так, отмечалось, что принципиальной проблемой является создание экономически приемлемой технологии конструкционных материалов, надежно работающих в окружении водяного СКД-теплоносителя, как при до-, так и при за- критических температурах. Кроме того, сложными проблемами оказались: обеспечение нейтронно-физической и теплогидравлической устойчивости, достаточно эффективного и устойчивого теплообмена в активной зоне. При псевдо-критическом переходе выпадение примесей, ранее растворенных в воде в результате омыwania греющих поверхностей регенеративных подогревателей, поднимает проблему быстрого накопления отложений в активной зоне и неприемлемо высокой активности от отложений в обслуживаемом оборудовании паротурбинной установки.

Этот, далеко не полный перечень сформулированных проблем, практически, обусловил прекращение дальнейших НИОКР в направлении SCWR в США. Вплоть до настоящего времени страна-инициатор сотрудничества МФП-4 не принимает участие в НИОКР, провидимых по направлению SCWR, оставляя за собой только функцию политического и общего контроля за этим направлением. Сегодня сотрудничество в МФП-4 продолжается силами трех сторон: Евросоюза, Китая и Канады. Работы ведутся на уровне университетских работ силами профессорско-аспирантского контингента.

В 2006 г. из направления SCWR МФП-4 вышла Корея, а в 2015 — Япония. Россия же, номинально являясь в настоящее время членом группы SCWR, реально не принимает участия в работе проектов этого направления.

Необходимо отметить, что наряду с получением ряда интересных результатов НИОКР, проведенных силами студентов, аспирантов и профессоров Евросоюза, Китая, Японии и Канады, до сих пор не получено решения ни по одной ключевой проблеме, обозначенной в 2002 году INL. Маршрутная карта направления SCWR периодически редактируется [7], перенося сроки решения ключевых проблем на 20-е годы 21 столетия.

В период 2008 — 2011 г. организациями НИЦ КИ, ФЭИ, ОКБ ГП, АЭП при активной поддержке концерна «Росэнергоатом» был выполнен НИОКР [8] в обоснование концепции инновационного ВВЭР со сверхкритическими параметрами теплоносителя (ВВЭР-СКД). Эти исследования были нацелены на решение трех основных проблем: 1) повышение безопасности до уровня исключения необходимости отселения населения, включая случаи тяжелых аварий; 2) снижение стоимостных затрат на строительство и эксплуатацию АЭС и 3) снижение расходов, связанных с производством, обращением, транспортом, хранением и переработкой ядерного топлива.

В результате выполненных концептуальных разработок были сформулированы Технические Предложения по проекту АЭС с ВВЭР со сверхкритическими параметрами теплоносителя (ВВЭР-СКД) по трем вариантам реакторов с легководным СКД- теплоносителем: ВВЭР-СКД-1700 [9], В-670 СКДИ [10] и ПСКД-600

[11]. Тем не менее, после 2011 года развития работы не последовало, основной причиной чему явилось недостаточная доказательная база экономической и топливной эффективности АЭС с СКД-реакторами.

В 2014 г. концерном «Росэнергоатом» была принята Программа работ по реализации мероприятия «Обновление основных технических решений, используемых в реакторных установках Супер-ВВЭР». Эта Программа, наряду с мероприятиями по созданию ВВЭР со спектральным регулированием (ВВЭР-С), предусматривала работы по направлению ВВЭР-СКД в рамках международного сотрудничества «Поколение-4». Однако, Программа так и не вступила в действие по причине недостатка финансирования.

В настоящее время в нашей стране никаких серьезных работ по направлению СКД-реакторов не ведется. В рамках Международного Форума «Поколение-4» финансирование стран-участниц группы SCWR значительно сократилось. Соответственно были и скорректированы и планы работ по Проектам SCWR. Работы, предусмотренные проектами SCWR относятся к моделированию отдельных процессов, проведению бенч-марков, а также к проведению лабораторных экспериментов по тематике коррозии и теплогидравлики. Ранее предусмотренные работы по созданию реакторной СКД-петли на бассейновом реакторе CVR-15 (Центр Ржеж, Чехия) для проведения облучений топлива и конструкционных материалов столкнулись с существенными трудностями в получении лицензии на этот проект от надзорных органов Чехии.

### Три термодинамические области использования СКД-воды в реакторах

На диаграмме рис.1 показано условное разбиение водяного теплоносителя по фазовому состоянию. Область II соответствует паровому состоянию для до-критических давлений. Область IV - это область сверхкритического давления, характеризующаяся достаточно устойчивым термодинамическим поведением теплоносителя. В области V - (околокритической области) теплоноситель термодинамически неустойчив при псевдокритическом переходе. Следствием этого являются следующие проблемы:

- возможность появления режимов ухудшенного теплообмена (РУТ);
- появление термоакустических осцилляций с большой амплитудой давления (до нескольких десятков Мпа) и частотой до нескольких кГц (см. рис.2);
- появление контурной гидродинамической неустойчивости вследствие сверхвысокой сжимаемости теплоносителя в области псевдокритического перехода, (см. рис. 3).

По мере повышения давления и температуры в области V все перечисленные проблемы постепенно ослабевают. Поэтому в реакторе лучше иметь теплоноситель давление и температура которого с запасом выше соответствующих критических значений.

Современные концепции СКД-реакторов условно можно разделить на три типа по использованию трех областей термодинамических параметров: 1) - использование в реакторе воды сверхкритического давления при температурах ниже псевдокритического перехода; 2) - псевдокритический переход СКД-воды в реакторе от состояния псевдо-воды до состояния перегретого псевдо-пара; 3) - использование в реакторе псевдо-пара СКД- давления.

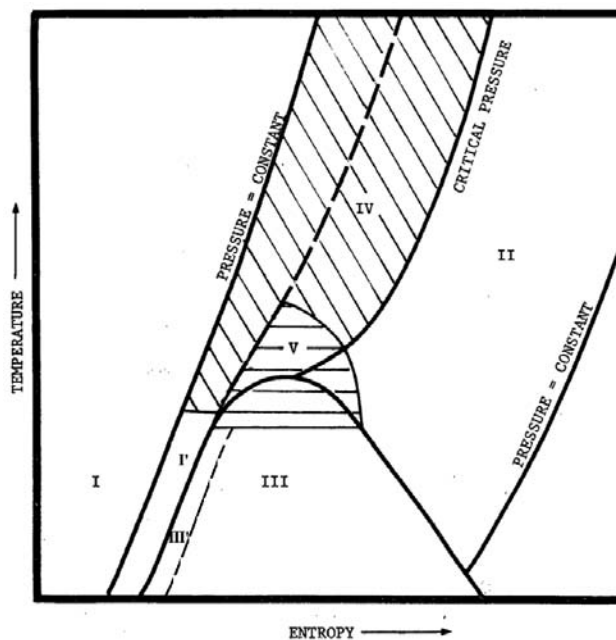


Рис. 1. Условное деление области существования флюидов на регионы: I — жидкость; II — пар; III — 2-фазная; IV — сверхкритическая область; V — околокритическая область; I' — область воды с небольшим недогревом до кипения в ВВЭР и PWR; III' — область кипения в BWR

Первый из перечисленных типов представляет собой форсированный по давлению вариант двухконтурного реактора типа ВВЭР (или PWR). В парогенераторе ЯЭУ с таким реактором может вырабатываться перегретый пар с давлением 90 – 130 бар и температурой до 350 °С. Здесь температура пара ограничена уровнем температуры псевдокритического перехода. К такому типу реакторов относится концепция СКДИ-500 [10].

Во втором типе реакторов может использоваться, как одноконтурная, так и двухконтурная схема преобразования энергии. Температура пара идущего на турбину ограничивается, главным образом, допустимыми максимальными температурами в активной зоне реактора. Примером концепции, в которой реализуется идея такого прямоточного парогенерирующего реактора, является одноконтурный реактор ВВЭР-СКД-1700 [9].

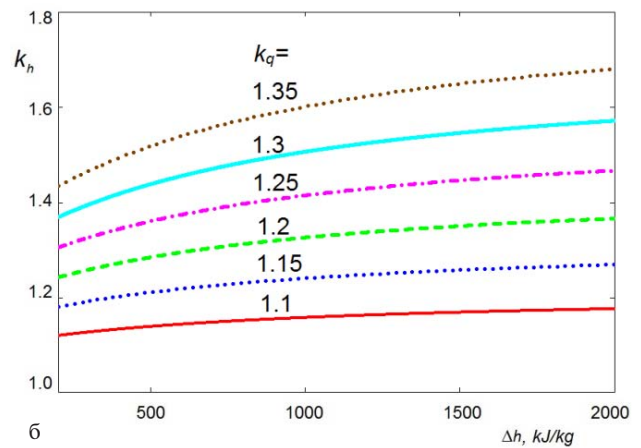
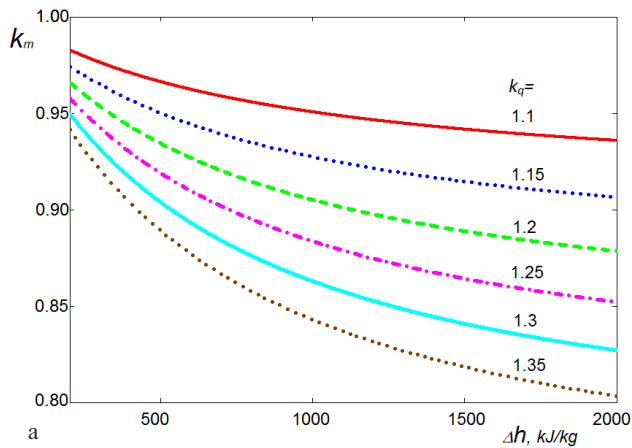
Третий тип реактора относится к паровому реактору, т.к. во всем реакторном контуре параметры теплоносителя должны быть выше псевдокритической точки. Этот вариант может иметь только двухконтурную схему преобразования энергии, т.к. получить на входе в реактор перегретый пар в одноконтурной схеме технически проблематично. Примером такого реактора является ПСКД-600 [11].

Рассмотрим ниже преимущества и физико-технологические проблемы каждого из перечисленных выше типов СКД – реакторов.

### Преимущества и проблемы использования псевдокритического перехода в реакторе вне зависимости от числа контуров ЯЭУ

Использование в реакторе псевдокритического перехода, сопровождается следующими особенностями:

- большой энтальпийный подогрев теплоносителя в реакторе (до 2000 кДж/кг);
- существенное снижение плотности по ходу движения теплоносителя (до 12 раз).



**Рис. 2.** Зависимости от среднего энтальпийного перепада  $\Delta h$  и неравномерности энерговыделения по ТВС ( $k_q$ ) в прямоточном реакторе: а — коэффициента неравномерности расхода ( $k_m$ ); б — коэффициента неравномерности подогрева ( $k_n$ ). (Давление 24 МПа; дросселирование ТВС отсутствует)

ЯЭУ с реактором, реализующим псевдокритический переход имеет следующие привлекательные стороны:

- Снижение величины потребного расхода через реактор (до 10 раз по сравнению с ВВЭР) и сокращение расхода мощности на прокачку через реактор;
- Возможность спектрального регулирования реактивности за счет изменения входной температуры и/или расхода через реактор);
- КПД турбоустановки при температуре пара 550 – 600 °С может достигать порядка при 44 – 45%.

К проблемам такого типа реакторов можно отнести следующие:

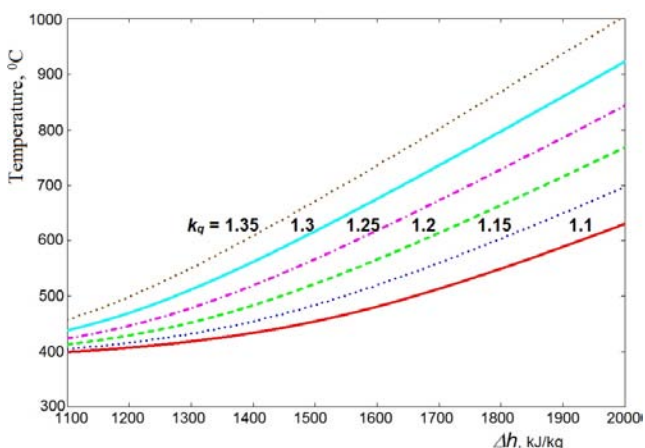
- Существенная неравномерность расходов и подогревов по ТВС (см. рис. 2) и внутри ТВС.
- Высокие температуры теплоносителя на выходе из максимально-напряженных каналов ТВС (см. рис. 3);
- Большие неравномерности температур теплоносителя и оболочек твэлов в ТВС в результате высокой неравномерности подогревов;
- Большие отклонения температур теплоносителя и оболочек твэлов в результате факторов статистической неопределенности таких параметров, как геометрия ТВС, мощность реактора, локальные поля энерговыделения, расхода теплоносителя, распределения расходов по ТВС (при проектной максимальной

температуре 650 °С факторы неопределенности могут давать отклонение до 850 °С и выше).

Также существенными проблемами являются:

- Сильная пространственная неоднородность спектра нейтронов в активной зоне из-за большого изменения плотности теплоносителя.
- Сильное взаимовлияние нейтронного поля на поле температур и плотностей теплоносителя; появление нейтронно-гидравлических осцилляций и неустойчивостей.
- Большая удельная загрузка делящихся атомов в активной зоне (7 – 9 тонн/ГВт э)

В одноконтурных ЯЭУ с псевдокритическим переходом теплоносителя существенным недостатком является также осаждение части растворенных продуктов коррозии на греющих поверхностях активной зоны и вынос оставшейся части активированных продуктов коррозии на турбину и другое обслуживаемое оборудование. Это явление происходит из-за снижения ионной активности воды и, как следствие, снижения растворимости примесей на несколько порядков, при псевдокритическом переходе (см. рис. 4), и представляет собой большую проблему даже в СКД-котлах на органическом топливе. В бойлерах отложения за межпромывочный период достигают до 1 мм толщины. В реакторе такие отложения недопустимы.



**Рис. 3.** Температура теплоносителя на выходе из максимально-напряженных каналов ТВС в зависимости от среднего энтальпийного перепада в реакторе  $\Delta h$  и неравномерности энерговыделения по ТВС ( $k_q$ ). (Давление = 24 МПа, Температура входа = 280 °С; дросселирование ТВС отсутствует)

### Достоинства и недостатки реактора, работающего в области сверхкритического давления ниже точки псевдокритического перехода

Состояние теплоносителя в данной области можно охарактеризовать как псевдо-водяное, т.е. теплоноситель имеет достаточно большую плотность (не ниже 500 кг/м<sup>3</sup>) и не испытывает резких изменений свойств с ростом температуры в пределах региона I и I' (см. рис. 1).

- Преимуществами такого типа реакторов являются:
- Термодинамически устойчивое состояние теплоносителя, большие запасы по гидродинамической и нейтронно-гидродинамической устойчивости реактора;
  - Достаточно большие запасы до кризиса теплообмена (РУТ);
  - Не сильное взаимовлияние нейтронных и температурно-плотностных полей теплоносителя;

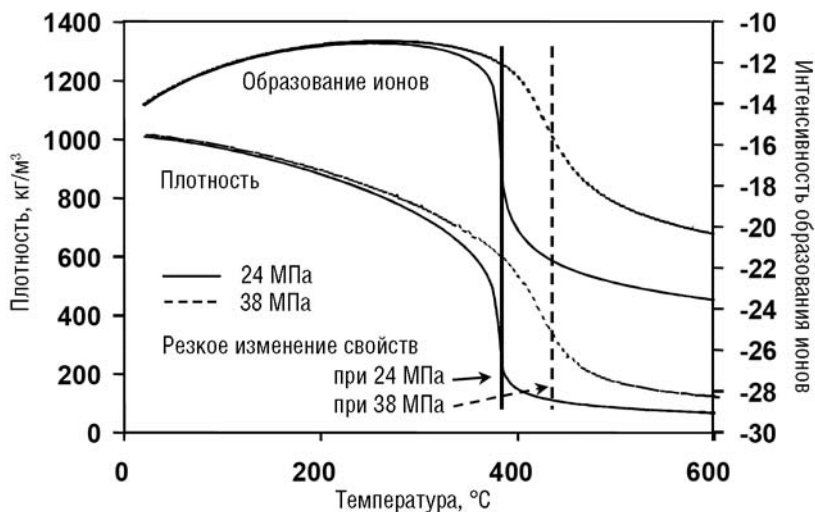


Рис. 4. Изменение активности СКД-воды при псевдофазовом переходе

- Возможность применения типичных для технологии ВВЭР широких топливных решеток, большого расхода теплоносителя и малого энтальпийного перепада в активной зоне;
  - Возможность повышения средней объемной энергонапряженности в активной зоне, что при классической высоте ТВС дает возможность соответствующего повышения единичной мощности реактора на 10-15 % по сравнению с ВВЭР-1000 при том же эквивалентном диаметре активной зоны.
  - Небольшие неравномерности температур теплоносителя и оболочек твэлов в ТВС;
  - Возможность спектрального регулирования реактивности плотностью теплоносителя (в небольшом диапазоне  $\Delta\rho = 100 \text{ кг/м}^3$ ).
- К недостаткам «форсированных» по давлению ВВЭРов можно отнести следующие:

- Большая запасенная энергия теплоносителя первом контуре РУ.
- При ограничении сверху по максимальным температурам теплоносителя точкой псевдокритического перехода характерен медленный прирост КПД АЭС с ростом давления в реакторе (примерно 1% КПД на повышение в 30 атм). При этом прирост КПД до 36-37 % может не окупить роста капитальных затрат на оборудование АЭС.
- Применение циркониевых сплавов становится недопустимым из-за повышения температур оболочек твэлов выше 370 °С. Переход на нержавеющие стали в активной зоне приводит к существенному ухудшению нейтронного баланса и характеристик топливного цикла при тепловом спектре в активной зоне (быстрый спектр в данной конфигурации нереализуем). При этом существенно страдает эффективность топливоиспользования и растет удельная нагрузка топлива (до 10 – 11 тонн/ГВт эл). Следовательно, необходимо разработать новые конструкционные слабопоглощающие материалы для активной зоны.

### Потенциал и проблемы реактора с СКД-теплоносителем в области выше точки псевдокритического перехода

Состояние теплоносителя в данной области можно охарактеризовать как псевдо-паровое, т.е. теплоноситель имеет достаточно низкую плотность (не более 200

кг/м<sup>3</sup>) и не испытывает резких изменений свойств с ростом температуры в пределах региона IV (см. рис. 1).

Преимуществами СКД-реактора с псевдо-паровым теплоносителем являются:

- Достаточно высокий КПД турбоустановки порядка 42-43 %. Возможность существенного повышения КПД АЭС по мере дальнейшего повышения выходной температуры теплоносителя при освоении новых конструкционных высокотемпературных материалов без необходимости повышения давления более 300 атм.
- Термодинамически устойчивое состояние теплоносителя; большие запасы по гидродинамической и нейтронно-гидродинамической устойчивости реакторной установки при температурах входа в реактор выше 400 °С;
- Отсутствие кризиса теплообмена (РУТ) в режимах нормальной эксплуатации;
- Не сильное взаимовлияние нейтронных и температурно-плотностных полей теплоносителя;
- Возможность получения достаточно быстрого спектра нейтронов в активной зоне, что даже при использовании жаропрочных сталей позволяет достичь режима самообеспечения топлива в реакторе при использовании уран-торий-плутониевого цикла и плотных топливных решеток;
- Отсутствие проблемы выпадения растворенных продуктов коррозии на поверхностях твэл и активированных продуктов коррозии на турбине и поверхностях обслуживаемых теплообменников;
- Сниженная запасенная энергия теплоносителя в первом контуре РУ.
- К проблемам же псевдо-парового СКД-реактора можно отнести:
- Необходимость ограничения объемной энергонапряженности в активной зоне на уровне 150 – 160 КВт/л, что приводит к достаточно высокой удельной нагрузке делящихся атомов (5,5 – 5,9 тонн/ГВт эл.);
- Необходимость применения небольшой высоты активной зоны, что, как следствие, приводит к снижению соотношения мощности реактора к диаметру его корпуса.
- Повышение входной температуры теплоносителя приводит к необходимости повышения температуры корпуса реактора или применения специальной системы его охлаждения (или теплоизоляции).

- Проблемы с большими положительными пустотными эффектами реактивности (которые могут решаться путем применения менее поглощающих конструкционных материалов, использования тория в топливном цикле и ряда конструктивных оптимизаций активной зоны).

### Влияние числа контуров ЯЭУ на экономику АЭС

Считается, что число контуров ЯЭУ влияет на капитальную составляющую АЭС. При сравнении экономичности двух проектов легководных реакторов PWR и BWR кипящий одноконтурный реактор должен выиграть. Однако, опыт строительства одно- и двухконтурных реакторов в мире показал, что стоимость строительства АЭС имеет большую неопределенность. Стоимость однотипного блока АЭС в разных условиях может отличаться в 2 и более раза.

Главными факторами, влияющими на неопределенность стоимости создания АЭС являются:

- банковская ставка рефинансирования;
- срок строительства;
- количество ошибок, допущенных при строительстве;
- брак при поставках стройматериалов и оборудования;
- отсутствие или накопление опыта последовательно возведения однотипных реакторов;
- непредсказуемость нормативов.

Опыт строительства АЭС в США показал [12], что в среднем удельные капитальные затраты 2-контурного блока PWR примерно равны таковым на 1-контурном блоке BWR той же мощности. Таким образом, ожидание фирм, строящих 1-контурные кипящие реакторы, иметь сниженные финансовые расходы по сравнению с 2-контурными PWR не оправдались.

Этот же эффект можно ожидать и при строительстве АЭС с СКД-реакторами. Так доложенные в [13] результаты оценок экономической эффективности Канадского одноконтурного SCWR продемонстрировали на 30% большие удельные капитальные затраты, чем у действующих реакторов ABWR и 50%-ную неопределенность таких оценок в современных условиях.

### Несколько замечаний о радиационной безопасности СКД- реакторов

Известно, что на 1-контурных кипящих реакторах (BWR) имеются определенные проблемы радиационной безопасности, связанные с выносом активированных примесей теплоносителя и радиоактивности из негерметичных твэлов.

Основным методом очистки пара в кипящих реакторах от твердых и растворенных радиоактивных примесей является дорогостоящая качественная сепарация и осушка пара. Более глубокой и, следовательно, дорогой (по сравнению с PWR) является и 100% конденсатоочистка воды после конденсатора турбины. Контур рециркуляции котловой воды BWR имеет также достаточно дорогостоящую систему очистки котловой воды.

В условиях одноконтурного СКД реактора невозможно применить очистку теплоносителя в реакторе по принципу отделения остаточной влаги с растворенной активностью от пара, т.к. этой остаточной влаги просто не существует. Растворимость примесей в СКД теплоносителе определяется только его температурой (см. Рис. 6), и при переходе через околотемпературную

область V падает ~ на 5 порядков. При этом, большая часть примесей будет высаживаться из теплоносителя на греющие поверхности твэлов, остаток — будет уноситься на турбину и паросиловое оборудование. Масса (а, следовательно, и активность) уносимых активированных примесей будет на несколько порядков выше, чем в реакторе BWR.

Наименьшие проблемы с отложениями в активной зоне и уносом твердых активированных субстанций на турбину имеют двухконтурные ЯЭУ с СКД-реакторами, работающими либо в области псевдо-воды («форсированный» ВВЭР), либо в области псевдо-пара (ПСКД).

### Опыт аварии на АЭС Фукусима-Дайичи

Опыт аварий на АЭС Фукусима показал, что при потере тепловых стоков реактор BWR мало чем отличается от PWR. Однако, существенным отличием стала масштабная утечка радиоактивной воды из реактора в турбинные здания (а далее в океан). Так, по сообщениям компании ТЕРСО, уже к 19 апреля 2011 г. 25 000 тонн радиоактивной воды с удельной активностью  $3.0 \times 10^6$  Бк/см<sup>3</sup> по I-131 и  $1.3 \times 10^7$  Бк/см<sup>3</sup> от Cs-137 утекло в турбинное здание блока №2. Общая активность этой воды составила 8,7 МегаКюри только по Cs-137 (для сравнения в Чернобыле аккумулированный выброс по Cs-137 составил ~ 2.7 МегаКюри). Подобного масштаба утечек на 2-к АЭС с водо-водяными реакторами не происходило.

Таким образом, опыт работы и аварий на легководных реакторах показал: если экономика 2-контурных и 1-контурных АЭС примерно одинакова, то радиоактивная нагрузка на персонал, окружающую среду и население у 1-контурных АЭС выше, как при нормальной работе станции, так и в результате аварий.

### Выводы

Рассмотренные области состояния водяного СКД-теплоносителя для использования в будущих корпусных реакторных технологиях обладают следующим потенциалом:

1. Область псевдофазового перехода требует существенно низкой объемной энергонапряженности в активной зоне реактора, дабы избежать таких неприятностей, как возникновение кризиса теплообмена (РУТ). Опыт СКД-котлов в органической энергетике показывает, что тепловые потоки не должны превышать 100 — 110 кВт/м<sup>2</sup> (что в разы меньше чем в активных зонах реакторов ВВЭР).

2. Для обеспечения общеконтурной устойчивости, как показал опыт СКД-котлов необходимо делить тракт нагрева на 6 — 11 последовательно соединенных участков. Такое деление потребовало бы многозаходной конструкции активной зоны, что в условиях реактора крайне тяжело реализовать. Кроме того, перепад давления в реакторе пропорционален квадрату числа таких последовательных заходов и уже в 3-заходной схеме перепад давления в реакторе может достигать 20 — 30 атм.

3. Проблема отложения продуктов коррозии на поверхностях твэлов может быть решена только при 100% очистке входной реакторной воды, что может значительно повысить эксплуатационные расходы АЭС.

4. Вынос активированных продуктов коррозии из реактора (в петлевых и одноконтурных ЯЭУ) также требует 100% очистки входной реакторной воды.

5. Спектр нейтронов в реакторе с псевдофазовым переходом теплоносителя промежуточный, пространственно неоднородный. Наблюдается сильное взаимодействие нейтронного поля на температурно-плотностное поле теплоносителя. При этом в реакторе будет проявляться тенденция к пространственным колебаниям энерговыделения, уменьшению запаса по гидравлической и нейтронно-гидравлической устойчивости.

6. Опыт работы и аварий на легководных реакторах показал: если экономика 2-контурных и 1-контурных АЭС примерно одинакова, то радиоактивная нагрузка на персонал, окружающую среду и население у 1-контурных АЭС выше, как при нормальной работе станции, так и в результате аварий.

7. Использование области СКД воды ниже псевдокритической точки позволяет (за счет повышения давления теплоносителя) ограниченно повысить КПД АЭС до уровня 37 (а, в длительной перспективе, и до 40%). Эта область позволяет использовать основные технические решения ВВЭР с одной принципиальной оговоркой – необходимо разработать принципиально новые конструкционные материалы, т.к. использование циркония становится недопустимым, а нержавеющие стали значительно ухудшают нейтронный баланс в реакторе и характеристики топливного цикла.

8. Использование области СКД воды выше (с определенным запасом) псевдокритической точки выводит реактор в разряд парового быстрого реактора. У такого реактора существует определенное ограничение по объемной энергонапряженности, что ограничивает единичную мощность аппарата и повышает удельную загрузку топлива по сравнению с реакторами типа БН. Однако, в быстром паровом СКД реакторе значительно меньшая запасенная энергия теплоносителя и не требуется создание промежуточного буферного контура между реактором и паросиловой установкой.

Несмотря на ряд определенных проблем с созданием экономически-приемлемых конструкционных материалов данное направление имеет перспективу постепенного повышения экономичности топливного цикла и КПД АЭС (до 45 и более % без дальнейшего повышения давления теплоносителя).

Предложенная конструкция варианта такого реактора (ПСКД-600) является только первым приближением такого рода ЯЭУ с небольшим превышением входной температуры над псевдокритической и невысокой температурой выхода из реактора.

Более перспективным является повышение давления в реакторе до 300 атм, входной температуры до уровня 450 °С и выходной – до 650 °С. На сегодняшний день уже существуют конструкционные материалы, хорошо совместимые с СКД водой до 1000 °С и выше и одновременно радиационно-стойкие. Это хромистые жаропрочные порошковые ОДС стали с добавками оксида

алюминия, типа МА-956. Пока эти материалы являются достаточно дорогими. Однако, если дальнейшие разработки позволят снизить их стоимость, то быстрые паровые СКД реакторы могли бы получить новый толчок в своем развитии.

## Список литературы

1. J. F. Marchaterre, M. Petrick. Review of the status of supercritical water reactor technology, ANL-6202 Reactors – Power (TID-4500, 15th Ed.) AEC Research and Development Report, The University of Chicago, 1960.
2. J. Buongiorno, The Supercritical Water Reactor (SCWR) // ANS, 2002 Winter Meeting – November 18, 2002.
3. Y. Ishiwatari, Y. Oka, S. Koshizuka, Breeding Ratio Analysis of Fast Reactor Cooled by Supercritical Light Water // J. Nuclear Science & Technology, Vol. 38, No. 9, p. 703 - 710.
4. T.K. Kim, Conceptual Design of Mixed-spectrum Supercritical Water Reactor // 3rd Supercritical Information Exchange Meeting SCIEEM-3, UW-Madison, WI, April 29 - 30th, 2003.
5. A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems, U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, GIF-002-00, 2002.
6. J. Buongiorno INEEL, R. Swindeman ORNL, W. Corwin ORNL, A. Rowcliffe ORNL, Ph. Mac Donald INEEL, C. G. Was U. of Michigan, L. Mansur ORNL, D. Wilson ORNL, R. Nanstad ORNL, I. Wright ORNL, Supercritical Water Reactor (SCWR) Survey of Materials Experience and R&D Needs to Assess Viability // Idaho National Engineering and Environmental Laboratory Idaho Falls, Idaho 83415, INEEL/EXT-03-00693
7. Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems, OECD Nuclear Energy Agency for the Generation IV International Forum, Jan. 2014.
8. В.А. Сидоренко, В.Г. Асмолов, Ю.М. Семченков, ВВЭР: задание на завтра. Облик АЭС с легководными энергетическими реакторами следующего поколения // Журнал РЭА, № 6 июнь 2010, стр. 3-10.
9. A. Churkin, V. Mokhov, V. Makhin, P. Kirillov, A. Glebov, Yu. Baranov, Russian Concept of a Single-Circuit RP with Vessel Type Supercritical Water-Cooled Reactor Proc. of the 6th International Symposium on Supercritical Water-Cooled Reactors ISSCWR-6, March 03-07, 2013, Shenzhen, Guangdong, China
10. V.A. Silin. V.A. Voznesensky and A.M. Afrov. The Light Water Integral Reactor with natural circulation of the coolant at supercritical pressure B-500 SKDI. J. "Nuclear engineering and Design". 144(1993) 327-336.
11. П.Н. Алексеев, А.А. Прошкин, А.А. Седов, С.А. Субботин, А.В. Чибиняев, Физико-технические особенности и экономический потенциал двухконтурной ЯЭУ с быстрым реактором, охлаждаемым водяным теплоносителем сверхкритического давления // Межведомственный семинар «ТЕПЛОФИЗИКА-2008», 15-17 октября 2008 года, Обнинск, Россия.
12. A Guide to Nuclear Power Technology, A Wiley-Interscience Publication, 1984.
13. Y.P. Huang, L. Leung, R. Novotny, A. Sedov, H. Matsui. Success and Challenges in Collaborative R&D within GIF, SCWR System Steering Committee Report at Side Meeting of GIF Expert Group, Paris, 26 April, 2016.



# ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБОСНОВАНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ С РЕАКТОРОМ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ С НАТРИЕВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА И ДРУГИХ ИННОВАЦИОННЫХ ПРИМЕНЕНИЙ

Сорокин А.П., Гулевич А.В., Камаев А.А., Кузина Ю.А.,  
Иванов А.П., Алексеев В.В., Морозов А.В.  
АО «ГНЦ РФ – Физико-энергетический институт  
имени А.И. Лейпунского», г. Обнинск

## Введение

Одной из наиболее важных проблем, определяющей в будущем развитие экологически чистой энергетики, безусловно, является вовлечение в топливный цикл водорода. В настоящее время основным способом производства водорода является паровая конверсия метана. Однако, с точки зрения долгосрочной перспективы крупномасштабного получения водорода данный способ не является жизнеспособным, так как требует потребления невозобновляемых ресурсов и сопровождается выделением парниковых газов в окружающую среду. Поэтому, разрабатываются альтернативные способы производства водорода методами расщепления воды с помощью термохимических или электролизных процессов, требующие высокотемпературного источника тепла [1, 2].

Наиболее освоенными в настоящее время высокотемпературными источниками тепла могут служить ядерные реакторы Поколения IV в силу предполагаемого использования таких теплоносителей как газы, жидкие металлы (натрий, свинец), расплавы солей [3-6]. Температура теплоносителя на выходе из активной зоны в этих реакторах может достигать 900-950°C. Они представляют новый класс мощных реакторов, нацеленных как на производство электроэнергии с высоким КПД (50%), так и обеспечение очень важных технологических процессов при производстве водорода, газификации и ожигении угля, углублённой переработке нефти, преобразовании биомассы в жидкое топливо, в химической промышленности, металлургии и т.д.

В АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» выполнены концептуальные исследования по выбору облика энергетического высокотемпературного быстрого натриевого реактора (БН-ВТ) для создания крупномасштабной атомно-водородной энергетики [7], которые показали, что создание такого реактора является сложной, но реальной технической задачей. На первый план выходит решение вопросов технологического характера, связанных с высоким уровнем температуры в реакторной установке [8]. В настоящей работе большое внимание уделено исследованиям в обоснование создания технологии натриевого теплоносителя при высоких температурах и концентрациях водорода на длительные ресурсы, обсуждению вопросов применения жаропрочных ра-

диационно-стойких высокотемпературных конструкционных материалов, обеспечения их коррозионной стойкости при содержании кислорода в натриевом теплоносителе на уровне 0,1 ППМ. Конкретные оценки выполнены для реактора БН-ВТ 600 МВт (тепл.).

## Состав и основные технические характеристики реакторной установки БН-ВТ

**Реакторная установка БН-ВТ.** В состав реакторной установки (РУ) БН-ВТ входят: ядерный реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем, три петли системы аварийного отвода тепла (САОТ), три комплекта оборудования петель второго контура для передачи высокопотенциального тепла от реактора к химическим установкам, производящим водород, или газотурбинной установке для снабжения химических агрегатов электрической энергией. Принципиальная схема ЯЭУ с РУ БН-ВТ представлена на рис. 1.

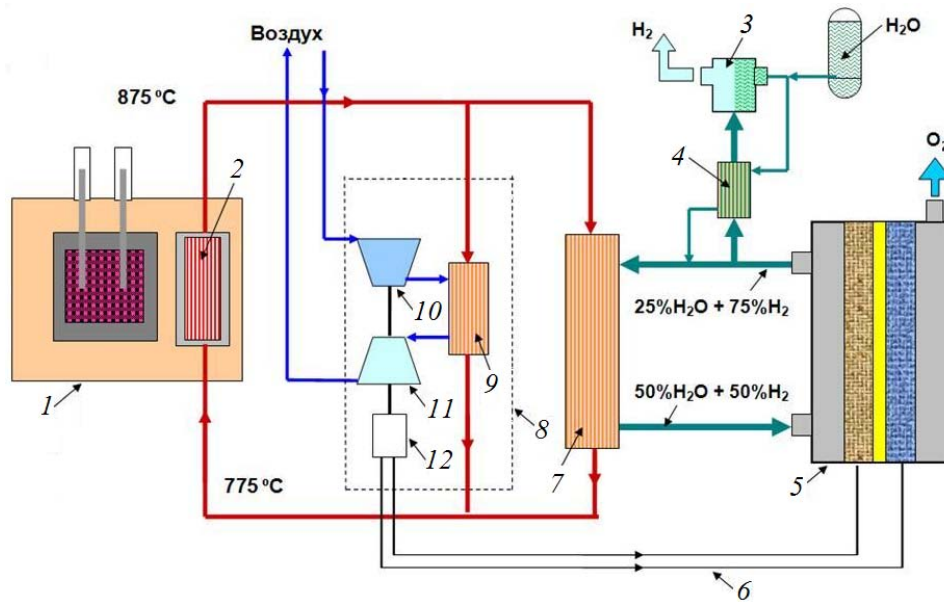
В состав каждой петли входит промежуточный теплообменник, расположенный внутри корпуса реактора под уровнем натрия, центробежный насос и трубопровод для отвода и возвращения натрия в реактор. Конструктивно способ передачи тепла потребителям разрабатывается совместно с создателями технологических установок.

При разработке облика исследуемого реактора учтены современные требования по безопасности и экономике реакторов будущих поколений. В нём развивается инновационная идеология быстрых реакторов на основе достигнутых значительных успехах в технологии БН. За основу конструкции реактора выбран успешно работающий уже более 30 лет реактор типа БН-600. Основные технические характеристики БН-ВТ приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики БН-ВТ

Наименование технического параметра, размерность	Величина параметра
Номинальная тепловая мощность, МВт	600
Количество теплоотводящих петель	3
Температура теплоносителя, °С:	
– на входе в активную зону	800
– на выходе из активной зоны	900
– на входе в ПТО	775
– на выходе из ПТО	875
Расход натрия через один ПТО, кг/с	1379
Абсолютное давление теплоносителя на входе в активную зону, МПа	£ 1,0
Избыточное давление в газовом объеме реактора, МПа	0,054

Предлагается интегральная компоновка основного оборудования первого (радиоактивного) контура в баке реактора с основным и страховочными корпусами, что способствует достижению высокого уровня безопасности и позволяет исключить боксы вспомогательных систем I контура. Основной корпус реактора, предназначенный для размещения внутрикорпусного оборудования, натрия и аргона первого контура и организации циркуляции натрия первого контура, представляет собой вертикальный цилиндрический бак, имеющий конусную крышу и эллиптическое днище с опорным кольцом. Корпус реактора находится в контакте: с внутренней стороны – с натрием, за исключением верхней



**Рис. 1.** Схема реакторной установки для производства электроэнергии и водорода на основе технологии твердооксидного электролиза воды: 1 – быстрый реактор; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – сепаратор водорода; 4 – теплообменник; 5 – твердооксидный электролизер; 6 – электроэнергия на электролизер; 7 – парогенератор; 8 – газотурбинная установка; 9 – теплообменник; 10 – компрессор; 11 – турбина; 12 – электрогенератор

части (крыши), контактирующей с аргоном газовой подушки реактора, а с наружной стороны – с аргоном, находящимся в страховочной полости, и воздухом шахты реактора вне страховочной полости.

Внутри корпуса располагается активная зона, промежуточные теплообменники, ГЦН первого контура, аварийные теплообменники расхолаживания, электрохимический датчик водорода, электрохимический датчик кислорода и углерода, труба заполнения, трубы газовой компенсации и перелива, система контроля герметичности оболочек. В связи с большими габаритами холодные ловушки (ХЛ) вынесены за пределы корпуса реактора.

**Характеристики ядерного реактора.** В качестве начального этапа, а также исходя из готовности технологии БН, предлагается максимально сохранить конструкцию реактора, использовать урановое оксидное топливо, изменив только уровень температур. Основная цель на этом этапе – выявить узкие места с точки зрения уже отлаженной конструкции, оставив вопрос об конструкционных материалах пока открытым. Существующая высокая культура проектирования БН и технические решения, проверенные длительной эксплуатацией, должны способствовать реализуемости установки [9].

Конструкции ТВС, компоновка активной зоны и картограмма загрузки БН-ВТ аналогичны БН-600 [10]. Активная зона БН-ВТ состоит из набора сборок – ТВС, стержней СУЗ, ИН, ССЗ и СБЗ, расположенных в реакторе по треугольной решетке со средним шагом 98,35 мм. Активная зона включает в себя 369 урановых ТВС трех типов обогащения, 27 стержней СУЗ, два источника нейтронов. По радиусу активная зона разбита на три зоны, отличающиеся друг от друга обогащением топлива. ТВС содержат части верхнего и нижнего торцевых экранов из таблеток диоксида обедненного или естественного урана, размещенных в общей оболочке с топливными таблетками. Вокруг активной зоны размещены сборки боковой зоны воспроизводства.

Исходя из соотношения мощностей действующего реактора БН-600 и проекта реактора БН-ВТ можно предположить, что при понижении тепловой мощности с 1470 МВт до 600 МВт (~ 2,5 раза) межперегрузочный интервал можно увеличить с 140 сут. до практически годового – 330 сут. Эффективности системы компенсаторов без переделки с запасом должно хватить для компенсации выгорания, а увеличенный температурный эффект реактивности (изотермический разогрев реактора от температуры перегрузки до входной на номинальной мощности) можно компенсировать с учётом этого запаса. Остальные эффекты реактивности не должны сильно измениться. Основные характеристики реакторного блока приведены в таблице 2.

### Некоторые конструкционные вопросы и вопросы безопасности

Особенностью работы реактора в составе комплекса по производству водорода является необходимость учета вероятности попадания водорода по тракту теплоносителя в активную зону реактора. Проведенные расчетные исследования показали (см. таблицу 3), что попадание водорода в пределах возможных допусков практически не сказывается на нейтронно-физических характеристиках реактора и не сказывается на параметрах безопасности реактора.

В результате проведенных материаловедческих исследований показана возможность использования при повышенных концентрациях водорода в натрия и концентрациях кислорода меньших  $2 \text{ млн}^{-1}$  ряда конструкционных материалов (молибдена, ниобия, сталей ЭИ-847, ЭП-912-ВД, ЭИ-732) при температуре натрия до  $750^\circ\text{C}$ .

Высокий уровень температуры увеличивает возможность закипания натрия. Удаление натрия вызывает незначительный отрицательный натриевый пустотный эффект реактивности, что обусловлено урановым топливом. Таким образом, можно не требовать значительного увеличения давления в первом контуре. Для

Таблица 2. Основные характеристики реакторного блока БН-ВТ

Характеристика	Величина
Мощность (тепловая), МВт	600
Ядерное топливо	UO <sub>2</sub>
Размеры активной зоны (D×H) по корпусу, мм	3900×1300
Толщина отражателя, мм	200
Размер «под ключ» и толщина стенки шестигранного чехла ТВС, мм	96×2
Количество твэлов в ТВС	127
Материал чехла ТВС, оболочки твэлов и дистанционирующей проволоки	ЭП-912-ВД
Диаметр и толщина оболочки твэл (d×δ), мм	6,9×0,4
Поперечный размер дистанционирующей проволоки, мм – для 91 центрального твэла – для 36 периферийных твэлов	∅1,05 0,6×1,3
Размеры топливной таблетки (втулки), мм – наружный диаметр – внутренний диаметр	∅5,9 ∅1,7
Высота активной зоны, мм	1030
Высота торцевых зон воспроизводства, мм – верхней – нижней	300 350
Высота газовой полости, мм	617
Полная длина ТВС, мм	3500
Время между перегрузками, сут.	330
Температура перегрузки, °С	230
Максимальная температура оболочки твэл, °С	1025
Полный температурный эффект реактивности (230°С → T <sub>вх</sub> ) (230°С → 368°С) / (230°С → 800°С)	-1,431
Полный мощностной эффект реактивности (T <sub>вх</sub> → N <sub>ном.</sub> )	-0,452

Таблица 3. Изменение реактивности реактора в зависимости от наличия водорода в теплоносителе

Содержание водорода в натрии, рсм	Реактивность, вносимая водородом в составе натрия, %ΔК/К	Относительное изменение потери реактивности реактора при работе в течение 1 года на мощности 600 МВт, [(%ΔК/К)h / (%ΔК/К)0] (t) %, T = 365 эфф. сут.
0	0,000	0,00
50	0,0081	-2,54
100	0,014	-2,51
150	0,022	-2,49
200	0,027	-2,48
250	0,032	-2,47

организации замкнутого топливного цикла имеется возможность рассмотреть уран-ториевый цикл с близкими характеристиками эффектов реактивности.

Стойкость твэла – ключевая проблема для высокотемпературного реактора. В предлагаемой конструкции РУ ситуация смягчена за счёт выбора низкой тепловой нагрузки на твэлы. Дополнительно можно снизить максимальное выгорание.

Самым сложным в конструкционном плане является выбор высокотемпературного материала для реакторных условий. Для оболочек твэлов необходимы сплавы, имеющие высокую жаропрочность и являющиеся коррозионно-стойкими в натриевом теплоносителе при температурах 900-1200°С, являющиеся радиационно-стойкими до уровня 100 сна. В качестве таких сплавов могут быть рассмотрены молибденовые и ниобиевые сплавы, обладающие технологичностью и высокими жаропрочными свойствами, удовлетворительной коррозионной стойкостью в натриевом теплоносителе.

Наиболее подходящими конструкционными материалами могут служить сплавы на основе молибдена, однако использование таких материалов приводит к

заметному поглощению нейтронов, что требует изменения обогащения топлива. По предварительным оценкам при максимальном содержании молибдена, учитывая значительный запас по реактивности, увеличение обогащения топлива не приведет к нарушению требований по безопасности реактора в процессе работы и при аварийных ситуациях. Можно сделать вывод, что проблема использования конструкционного материала на основе молибдена может быть решена за счет изменения изотопного состава топлива.

В качестве возможного варианта конструкционного материала рассмотрена сталь ЭП-912-ВД. Этот сплав, в стандартных обозначениях Х15Н35В10Б (разработка ВИАМ и ФЭИ), является одним из перспективных конструкционных материалов для работы в контакте с натриевым, натрий-калиевым теплоносителем и в атмосфере воздуха при температуре 900-950°С. Высокая кратковременная и длительная прочность сплава сочетается с высокими характеристиками пластичности и вязкости при температурах до 950°С и температуре горячей деформации, стабильностью структуры и механических свойств, хорошей

коррозионной стойкостью в натриевом, натрий-калиевом теплоносителе, а также высокой окалиноустойчивостью. Аргонно-дуговую сварку листов толщиной до 12 мм рекомендуется выполнять с использованием сварочной проволоки марки ХН60ВТ, 06Х15Н60М15 и Х15И35В12, которые обеспечивают высокую стойкость металла шва против образования горячих трещин.

Важной характеристикой является отсутствие в составе молибдена (см. таблицу 4).

**Таблица 4.** Химический состав высоконикелевой нержавеющей стали ЭП-912-ВД [11]

C	Si	Mn	S	P	W	Ni	Nb	Fe
0,03	0,32	0,06	0,005	0,005	9,13	35,97	0,93	Ост.

Альтернативным материалом является сталь жаропрочная хромоникелевая сталь аустенитного класса марки 07Х15Н30В5М2 (ЧС81), разработанная в ЦНИИ-ИМ «Прометей» (таблица 5). Она рекомендована для работы при температуре 900-950°C. Проведенные в ЦНИИИМ «Прометей» исследования прочностных характеристик, коррозионной стойкости в натриевом, натрий-калиевом теплоносителях, термической стабильности показали, что указанная сталь обладает комплексом физико-механических и технологических свойств, необходимых для работы в условиях высокотемпературных натриевых реакторах. Механические свойства стали после облучения сохраняются на достаточно высоком уровне. Исследования, проведенные в ФЭИ и в ЦНИИИМ «Прометей», показали, что сталь ЧС81 обладает хорошей свариваемостью и позволяет получать сварные соединения как при сварке без присадочного материала, так и при использовании присадочной проволоки ХН50МГВ.

**Таблица 5.** Состав нержавеющей стали ЧС81 [12]

C	Si	Mn	S	P	W	Cr	Ni
≤ 0,07	≤ 0,2	0,8-1,2	≤ 0,01	≤ 0,015	4,5-5,5	14,0-17,0	29,0-31,0
Mo	Ti	Al	DR		Стандарт		
1,8-2,2	≤ 0,06	≤ 0,12	Cu ≤ 0,08; N ≤ 0,03; Fe ≤ ост; Y ≤ 0,05		ТУ14-1-3970-85 ТУ14-1-4244-87		

Сравнение реактивности, вносимой в реактор конструкционными материалами из этих сталей, показано в следующей таблице 6.

**Таблица 6.** Вклад элементов конструкционных материалов активной зоны в эффективный коэффициент размножения,  $K_{эф}$

Химический элемент	ЭП-912-ВД		ЧС-81	
	(ΔK/K)	Нуклидный состав	(ΔK/K)	Нуклидный состав
Fe	-1,08·10 <sup>-2</sup>	25,9%	-8,78·10 <sup>-3</sup>	22,6%
Cr			-3,35·10 <sup>-3</sup>	8,6%
Ni	-1,67·10 <sup>-2</sup>	39,9%	-1,40·10 <sup>-2</sup>	36,0%
Mo			-3,12·10 <sup>-3</sup>	8,0%
W	-1,43·10 <sup>-2</sup>	34,3%	-8,42·10 <sup>-3</sup>	21,7%
Mn			-1,16·10 <sup>-3</sup>	3,0%
Сумма	-4,18·10 <sup>-2</sup>		-3,88·10 <sup>-2</sup>	

Для сравнения конструкционные материалы активной зоны (сталь ЧС-68 х.д.) в реакторе БН-600 вносят реактивность в реактор, равную -2,218·10<sup>-2</sup> (ΔK/K). Это отличие может быть скомпенсировано органами СУЗ.

Исходя из этого сравнения, предпочтение может быть отдано ЧС-81. Окончательный выбор может быть сделан после всестороннего исследования различных конструкционных материалов, применительно к высокотемпературному реактору.

## Технология натрия

**Поведение примесей в контурах БН-ВТ при различных режимах эксплуатации.** Теплоноситель с использованием в реакторной установке теплоносителя сопровождается его взаимодействием с присутствующими в жидкометаллической системе примесями и негативным их воздействием на конструкционные материалы. Направление этих процессов определяется разностью химических потенциалов [13].

С использованием зависимости констант, характеризующих процессы теплопереноса от температуры (формула Аррениуса):

$$k = k_0 \exp\left(-\frac{E}{RT}\right),$$

( $k$  – константа, характеризующая процесс;  $k_0$  – постоянный множитель;  $E$  – энергия активации;  $R$  – универсальная газовая постоянная ( $R = 8,31$  Дж/(моль·К));  $T$  – абсолютная температура, К), видно, что при рассмотрении конкретных процессов жидкометаллической системы, например, диффузия, проницаемость, растворимость, скорость абсорбции, равновесные давления газов, при переходе к высоким температурам их значение будет возрастать.

Возрастание константы для конкретного из перечисленных выше процессов определяется его энергией активации и ростом температуры. Но  $T_2/T_1 \leq 2$ , а энергия активации изменяется от сотен до десятков тысяч Дж/моль К, а для такой характеристики, как равновесное давление водорода над натрием она практически не зависит от температуры. Наибольшие значения характерны для процессов диффузии, проницаемости в твердых телах и для кинетики скорости процессов абсорбции газов. Для растворимости примесей энергия активации на порядок и более низкая, чем энергии активации для диффузионных процессов. Следует заметить, что для одного и того же процесса энергии активации для различных материалов могут отличаться в несколько раз, в некоторых случаях на порядок.

Качественный анализ поведения примесей в жидкометаллических системах БН-ВТ в различных режимах эксплуатации показывает, что очистка теплоносителя от примесей в режимах приёма натрия из транспортных емкостей, ПНР и стояночных может производиться ХЛ. В режимах приёма натрия из транспортных емкостей и ПНР могут быть использованы обычные схемы подключения ХЛ. В стояночных режимах, если они реализуются после режимов выхода на номинальные параметры и эксплуатации на номинальных параметрах, следует учитывать неизбежное появление радиоактивности в теплоносителе.

В высокотемпературных системах при концентрациях углерода десятки млн<sup>-1</sup>, его термодинамическая активность из-за высокой растворимости в натрии по сравнению с ЯЭУ типа БН-600 возрастает на порядки.

Поэтому, во избежание науглероживания конструкционных материалов, может потребоваться очистка от углерода горячей ловушкой перед выходом на номинальные параметры.

Очистка в режимах эксплуатации на номинальных параметрах и стояночных требовала специального анализа, так как интенсивность источников водорода, трития, продуктов коррозии возрастает на порядки.

**Очистка натрия от водорода и трития в высокотемпературной ядерной энергетической установке.** Особенности поведения водорода, трития и цезия и очистки от них рассмотрена в работах [14, 15]. Поэтому остановимся лишь на основных результатах, полученных для БН-ВТ мощностью 600 МВт.

При возрастании потоков водорода из третьего контура во второй на два-три порядка по сравнению с источниками водорода на АЭС с БН-600 создание компактных систем очистки (СО) с необходимой производительностью возможно при концентрациях водорода десятки миллионов в минус первой степени, так как производительность СОР в первом приближении пропорциональна концентрации водорода в натрии. При этом очистку натрия от водорода и трития следует производить не холодной ловушкой (ХЛ), а вакуумированием их через мембраны из ванадия или ниобия. Сочетание этих двух факторов позволит создать компактные высокоэффективные системы очистки натрия от водорода.

Очистка натрия от трития до концентраций, обеспечивающих в производимом водороде его предельно допустимую концентрацию (ПДК) 3,6 Бк/л, предъявляет более жёсткие требования к системе очистки от водорода: её производительность (коэффициент пропускной способности, а, следовательно, и габариты) необходимо увеличить. При выполнении этих условий для ЯЭУ БН-ВТ основная масса трития, 98%, будет аккумулироваться в компактных системах очистки (СО) натрия второго контура, 0,6% (~ 4·10<sup>4</sup> Бк/с) поступит в окружающую среду, а 1,3% – в производимый продукт. При выбросе в компактных ОС ~ 4·10<sup>4</sup> Бк/с требования обеспечения нормальной экологической обстановки, изложенные в [16], могут быть легко удовлетворены использованием методов, широко применяемых сегодня в атомной промышленности.

Поскольку значительная масса трития аккумулируется в компактных СО, при масштабном использовании таких ЯЭУ вопрос о дальнейшей судьбе водорода требует специального рассмотрения.

**Поведение продуктов коррозии в установках с натриевым теплоносителем.** Продукты коррозии при эксплуатации установок постоянно поступают в натрий. Многочисленные исследования коррозии конструкционных материалов в монографиях [17, 18]. Исследования в этой области продолжаются в последние 20 лет см., например, [19-20].

Результаты оценки интенсивности источников ПК в контурах БН-ВТ приведены в таблице 7.

**Таблица 7.** Интенсивность поступления ПК в натрий первого и второго контуров БН-ВТ при работе на номинальных параметрах, кг/год

Первый контур			Второй контур*	
Гомогенная система	Гетерогенная система		Гомогенная система	
Всё оборудование ЭП-912-ВД	ТВЭЛ	ПТО	ПТО	ТРУБОПРОВОД
	Молибден (Сплавы)	ЭП-912-ВД	ЭП-912-ВД	ЭП-912-ВД
900	Пренебрежимо мало	464	662	914

\* На шесть петель второго контура в натрий каждой петли второго контура поступает 263 кг/год

Следует заметить, что в неизотермической системе скорость коррозии в высокотемпературной зоне должна зависеть от разности температур в горячей и холодной зонах контура: с её уменьшением в высокотемпературной зоне она должна уменьшаться. В результате оценок, проведенных нами, принято, что количество ПК, поступающих в натрий, уменьшается в 6 раз.

**Система очистки натрия от продуктов коррозии (СОПК).** Известно, что эффективность ХЛ при очистке натрия современных АЭС от ПК низкая. Однако специальными опытами было показано, что на сетчатом фильтре, установленном за теплообменником, в котором температура натрия понижалась с 750°С (при этой температуре натрий омывал источник примесей ПК) до 420°С эффективно удерживаются ПК, причём коэффициент удержания продуктов коррозии по оценкам близок к единице, а доля примесей осевших на поверхности теплообменной трубки ~ 3% от количества ПК найденных в фильтре. Учитывая эти результаты, для разработки СОПК был выбран принцип работы ХЛ: натрий охлаждается до необходимой температуры с последующим удержанием взвесей продуктов коррозии на сетчатых фильтрах.

## Выводы

Результаты проведенных нейтронно-физических и теплофизических исследований реакторной установки БН-ВТ 600 МВт (тепл) показали, что имеется принципиальная возможность, опираясь на существующую конструкцию реактора типа БН-600, обеспечить требуемые параметры высокотемпературного реактора на быстрых нейтронах для производства больших количеств водорода, например, на основе одного из термохимических циклов или высокотемпературного электролиза с высоким коэффициентом теплового использования и с высоким КПД производства электроэнергии, удовлетворяя при этом требованиям безопасности.

С учётом имеющихся результатов высокотемпературных опытов (максимальная температура 900 и 750°С), в которых показана высокая эффективность удержания взвесей ПК на фильтрах (коэффициент удержания близок к единице), установленных в низкотемпературной зоне, предложено при разработке СО от продуктов коррозии использовать принцип работы ХЛ: охлаждать натрий до необходимой температуры с одновременным удержанием ПК на поверхностях массообмена, включая фильтры.

На основе полученных результатов по предложенной методике расчёта массопереноса водорода и трития с учётом в натриевых контурах реакторной установки типа БН-ВТ 600 МВт (тепл) для производства электроэнергии и водорода на основе технологии твердооксидного электролиза воды с учетом применения принципиально иного метода очистки – удаление водорода и трития из натрия вакуумированием их через специальные мембраны, – показано, что КПД такой системы

равно ~ 40%, а объём производимого водорода равен  $2,8 \cdot 10^4$  л/с (при нормальных условиях). Реальная опасность от трития в готовом продукте возникает после сгорания водорода в атмосфере. При этом основная масса трития будет присутствовать в виде соединения НТО. Поэтому при расчетах параметров системы очистки и рабочих концентраций водорода и трития в натрии второго контура было принято, что предельно допустимая концентрация трития в производимом водороде не должна превышать 3,26 Бк/л. Значения ПДК трития в воздухе почти на три порядка выше –  $2,44 \cdot 10^3$  Бк/л. Очистка натрия от трития до концентраций, обеспечивающих в производимом водороде ПДК равную 3,26 Бк/л, предъявляет дополнительные требования к системе очистки от водорода: коэффициент проницаемости системы очистки второго контура по тритию должен превышать 140 кг/с.

Реактор БН-ВТ с тепловой мощностью 600 МВт при использовании 30% мощности для производства водорода с эффективностью 50% мог бы производить около  $0,6 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> водорода в сутки, что достаточно для современного крупного предприятия, перерабатывающего сырую нефть среднего качества и других технологий.

### Список литературы

1. International Atomic Energy Agency, Hydrogen as an Energy Carrier and its Production by Nuclear Power: IAEA-TECDOC-1085, IAEA, Vienna, 1999.
2. Морозов А.В., Сорокин А.П. Способы получения водорода и перспективы использования высокотемпературного быстрого натриевого реактора для его производства / 21-я конференция по структурной механике в реакторной технологии (SMIRT-21), 2011. Доклад на семинаре по высокотемпературным проектам, 14–15 ноября 2011, Калпаккам, Индия.
3. Innovation in Nuclear Energy Technology. – NEA, N. 6103, OECD Nuclear Energy Agency, 2007.
4. Альбицкая Е.С. Развитие ядерно-энергетических систем // Атомная техника за рубежом. – 2013. – №11. – С. 3–16.
5. Дегтярев А.М., Коляскин О.Е., Мясников А.А. и др. Жидкосолевой подкритический реактор-сжигатель трансплутонных актиноидов // Атомная энергия. – 2013. – Т. 114. – Вып. 4. – С. 183–188.
6. Говердовский А.А., Овчаренко М.К., Белинский В.С. и др. Электроядерный подкритический бланкет на модульном принципе построения активной зоны с жидкометаллическими расплавами делящихся фторидов урана ( $UF_4$ ) и плутония ( $PuF_3$ ) во фторидном растворе FLINAK / Сборник тезисов докладов конференции «Теплофизика реакторов на быстрых нейтронах (Теплофизика-2013)», г. Обнинск, 30 октября – 1 ноября 2013 г. – Обнинск: ФГУП «ГНЦ РФ – ФЭИ», ISBN 978–5–906512–27–7, 2013. – С. 10–13.
7. Поплавский В.М., Забудько А.Н., Петров Э.Е. и др. Физические характеристики и проблемы создания натриевого быстрого реактора как источника высокопотенциальной тепловой энергии для производства водорода и других высокотемпературных технологий // Атомная энергия. – 2009. – Т. 106. – №3. – С. 129–134.
8. Сорокин А.П., Козлов Ф.А. Состояние и задачи исследований по технологии высокотемпературного натриевого теплоносителя / 21-я конференция по структурной механике в реакторной технологии (SMIRT-21), 2011. Доклад на семинаре по высокотемпературным проектам, 14–15 ноября 2011, Калпаккам, Индия.
9. Матвеев В.И., Хомяков Ю.С. Техническая физика быстрых реакторов с натриевым теплоносителем / Учебное пособие для ВУЗов. Под редакцией чл.-корр. РАН В.И. Рачкова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. – С. 38–42.
10. Казанский Ю.А., Троянов М.Ф., Матвеев В.И. и др. Исследование физических характеристик реактора БН-600 // Атомная энергия. – 1983. – Т. 55. – Вып. 1. – С. 9–14.
11. Кольцов А.Г., Рошупкин В.В., Ляховицкий М.М., Соболев Н.Л., Покрасин М.А. Экспериментальное исследование физико-механических свойств конструкционной стали ЭП-912. – Москва, Россия. [http://archive.nbu.gov.ua/portal/soc\\_gum/vsunu/2011\\_12\\_1/Kolcov.pdf](http://archive.nbu.gov.ua/portal/soc_gum/vsunu/2011_12_1/Kolcov.pdf).
12. Металлы и сплавы: марки и химический состав. Составитель И.В. Беккерев, редактор В. Беккерев, корректор Д.С. Терехов. Ульяновск: УлГТУ, 2007. – ISBN 978–59795–0042–3. Дополненное издание <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-73/index.htm>
13. Левич В.Г. Физико-химическая гидродинамика. – М.: Физматгиз, 1959.
14. Kozlov F.A., Sorokin A.P., Alekseev V.V. et al The High Temperature Sodium Coolant Technology in Nuclear Power Installations for Hydrogen Power Engineering // Thermal Engineering. – 2014. – Vol. 61. – N 5. – P. 348–356.
15. Козлов Ф.А., Коновалов М.А., Сорокин А.П., Алексеев В.В. Особенности массопереноса трития в высокотемпературной ЯЭУ с натриевым теплоносителем для производства водорода / Сборник тезисов докладов конференции «Теплофизика реакторов на быстрых нейтронах (Теплофизика-2013)», г. Обнинск, 30 октября – 1 ноября 2013 г. – Обнинск: ФГУП «ГНЦ РФ – ФЭИ», ISBN 978–5–906512–27–7, 2013. – С. 197–198.
16. Беловодский Л.Ф., Гаевой В.К., Гришмановский В.И. Тритий. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
17. Невзоров Б.А., Зотов В.В., Иванов В.А., Старков О.В., Краев Н.Д., Умняшкин Е.Б., Соловьев В.А. Коррозия конструкционных материалов в жидких щелочных металлах. – М.: Атомиздат, 1977.
18. Бескорвайный Н.М., Иолтуховский А.Г. Конструкционные материалы и жидкометаллические теплоносители. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
19. Краев Н.Д. и др. Коррозия и массоперенос конструкционных материалов в натриевом и натрий-калиевом теплоносителях // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 1999. – №3. – С. 40–48.
20. Zhang J., Marcille T.F., and Kapernick R. Theoretical Analysis of Corrosion by Liquid Sodium and Sodium-Potassium Alloys // Corrosion. – 2008. – V. 64. – N 7. – P. 563–573.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КИПЕНИЯ НАТРИЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ В МОДЕЛИ ТВС РЕАКТОРА НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

*Сорокин А.П., Кузина Ю.А., Иванов Е.Ф., Привезенцев В.В., Ашурко Ю.М., Волков А.В., Беренский Л.Л., Денисова Н.А.*

*АО «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени А.И. Лейпунского»*

### Введение

Одна из наиболее опасных аварий в реакторах на быстрых нейтронах связана с нарушением нормальной эксплуатации при одновременном прекращении энергоснабжения всех главных циркуляционных насосов совместно с отказом органов аварийного останова реактора – авария типа ULOF (Unprotected Loss of Flow) [1].

Расчетные исследования с применением кода COREMELT развития аварии типа ULOF в реакторах на быстрых нейтронах указывают на возникновение кипения натрия в активной зоне [2]. Процесс кипения сопровождается колебаниями технологических параметров установки, которые могут продолжаться в течение нескольких десятков секунд. При этом воз-

можно реализация устойчивого режима отвода тепла остаточного энерговыделения. Существенное влияние на результаты расчётов оказывает используемая в коде COREMELT модель двухфазного потока теплоносителя [3]. Последняя версия этого кода требует экспериментального подтверждения.

Принимаемые конструктивные и технологические решения, касающиеся перспективных реакторных установок, должны исключать развитие аварийных ситуаций, приводящих к разрушению элементов активной зоны. Так, в случае вскипания натриевого теплоносителя конструктивное устройство реактора должно предотвращать возможное наступление кризиса теплообмена с последующим разрушением оболочек твэлов.

Численное моделирование развития аварии ULOF по коду COREMELT, показали эффективность организации в ТВС так называемой «натриевой полости», расположенной перед верхним торцевым экраном, с целью обеспечения самозащитенности реактора. Наличие «натриевой полости» позволяет компенсировать положительный натриевый пустотный эффект реактивности (НПЭР) вследствие того, что при попадании паровой фазы из верхней части активной зоны в эту полость увеличивается вклад утечки нейтронов в общий баланс реактивности и мощность реактора начинает снижаться, что в свою очередь приводит к снижению интенсивности парообразования.

Таким образом, одним из ключевых вопросов в обеспечении безопасности реакторов на быстрых нейтронах является решение вопроса о возможности и границах устойчивого охлаждения активной зоны при возникновении и развитии кипения натрия в процессе протекания аварийных процессов в активной зоне реактора, изучение особенностей физики процесса кипения натрия в модели ТВС с «натриевой полостью» с учетом влияния различных факторов в аварийных режимах, получение данных для проведения валидации модели процесса кипения натрия в ТВС и верификации расчетных теплогидравлических кодов.

В 1970–80 годах в Японии [4–6], Германии [7–10], США [11] и Франции [12, 13] были выполнены исследования кипения жидкометаллических теплоносителей в модельных ТВС, в 2015 году опубликованы результаты исследований кипения натрия в кольцевом зазоре китайскими специалистами [14]. Применительно к обоснованию самозащитенности быстрых реакторов с натриевым теплоносителем особый интерес представляют данные по кипению натрия в условиях естественной конвекции с малыми скоростями теплоносителя, характерными для ULOF. В период 1995–2005 гг. в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» проведена серия экспериментов по кипению натрий-калиевого сплава в моделях одиночных и системе параллельных ТВС в контурах с естественной циркуляцией [15–21]. Показано согласие проведенных японскими и российскими специалистами тестовых расчетов с экспериментами [22–25]. Расчетные исследования кипения натрия для этих режимов проводятся французскими специалистами [26–27]. Следует отметить, что экспериментальные исследования по кипению натрия в ТВС при наличии «натриевой полости» перед верхним торцевым экраном не проводились.

В течение 2010–2015 годов на стенде AP-1 в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» была создана высокотемпературная экспериментальная установка и экспериментальная модель, описание которой представлено в работе авторов [28], и



Рис. 1. Общий вид установки по исследованию кипения натрия в течение проведения эксперимента

впервые проведены исследования влияния «натриевой полости» на характеристики теплообмена при кипении натрия в ТВС (Рис. 1).

В докладе представлены результаты проведенных на указанной выше модели экспериментальных исследований теплообмена при кипении натрия в ТВС в режимах естественной и вынужденной конвекции. Впервые было показано, что при наличии «натриевой полости» в ТВС существует возможность обеспечения продолжительного охлаждения натрием имитаторов твэлов в ТВС (свыше десяти минут) при плотности теплового потока имитаторов твэлов до  $140 \text{ кВт/м}^2$  в режиме естественной конвекции и  $170 \text{ кВт/м}^2$  при вынужденной конвекции [29–30]. Обсуждаются задачи дальнейших исследований.

## 1. Оборудование, системы измерений и управления экспериментом

Экспериментальная установка состоит из двух циркуляционных контуров основного контура с натриевым теплоносителем и вспомогательного с натрий-калиевым теплоносителем [3]. Основной контур представлен подъемным участком с моделями ТВС, верхнего торцевого экрана, расширительным баком, опускной линией, электромагнитным насосом индукционного типа и подогревателем прямого накала, установленным в начале подъемной ветви. Кроме того, контур снабжен параллельной укороченной веткой с малым гидравлическим сопротивлением, которая минует подогреватель прямого накала. Для нее предусмотрен электромагнитный насос кондуктивного типа на основе постоянного магнита. Функция вспомогательного контура – охлаждение теплоносителя в натриевой петле. Теплота от

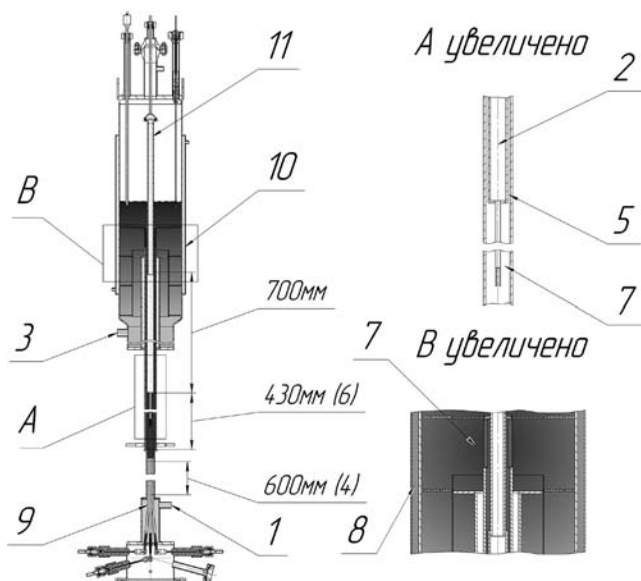
натриевой петли отводится через рубашку-холодильник, которая установлена на внешней поверхности расширительного бака. В расширительный бак натрий попадает из экспериментальной модели, после чего охлажденный до  $550^{\circ}\text{C}$  поступает в опускной участок. Тепловая энергия из натрий-калиевой петли отводится воздушным теплообменником.

Сборка имитаторов твэлов состоит из семи элементов с электрическим обогревом, упакованных в треугольную решетку с относительным шагом 1,11 и дистанционированием проволочной навивкой с шагом 180 мм. Сборка помещена в шестигранный чехол из жаропрочной стали, который выполняет функцию корпуса. Его внешняя поверхность снабжена потенциометрическими датчиками, термопарами, охранным подогревателем и заключена в слой теплоизоляции.

Имитатор твэла состоит из цилиндрической оболочки с внешним диаметром около 9 мм, длиной 1200 мм, внутри которой расположена спираль из тугоплавкого металла. Пространство между спиралью и оболочкой заполнено высокотемпературной электроизоляционной засыпкой и заполнено гелием. Оболочка состоит из двух коаксиальных труб, изготовленных из жаропрочной стали. В трубе меньшего диаметра выполнены продольные пазы для установки термопар. Обогреваемая длина имитатора твэла составляет 600 мм. Каждый имитатор твэла снабжен четырьмя термопарами, заделанными в оболочку, с головками, распределенными по длине зоны энерговыделения.

После предварительного нагрева в петлевом подогревателе прямого накала натрий сначала попадает во входную камеру экспериментального участка (Рис. 2), затем в область модели активной зоны, где осуществляется его подогрев имитаторами твэлов. Над моделью активной зоны расположена натриевая полость длиной 430 мм. Далее натрий проходит через область, затесненную имитатором верхнего торцевого экрана, который вместе с корпусом участка образует узкий кольцевой зазор.

Зона «натриевой полости» и модели верхнего торцевого экрана выполнена из жаростойкой трубы диаме-



**Рис. 2.** Экспериментальный участок: вход натрия (1); вытеснитель (2); выход натрия (3); зона обогрева (4); кольцевой зазор (5); натриевая полость (6); натрий (7); натрий-калиевая эвтектика (8); семи элементная модель имитаторов твэлов (9); тепло-обменник (10); штанга вытеснителя (11)

тром 48 мм с толщиной стенки 4 мм, которая является продолжением корпуса экспериментального участка. Моделью имитатора верхнего торцевого экрана длиной 700 мм и корпусом участка образован кольцевой канал с шириной зазора 4 мм. На внешней поверхности модели верхнего торцевого экрана вдоль его длины также расположены термопары.

Кипение натрия в стесненных каналах ТВС является сложным и динамичным высокотемпературным процессом (температура насыщения натрия при атмосферном давлении  $883^{\circ}\text{C}$ ). Динамика образования паровой фазы может быть взрывной, особенно с учетом возможного перегрева натрия относительно температуры насыщения при вскипании. С учетом указанных факторов оперативное управление установкой во время экспериментов с кипением осуществляется с высокой скоростью, непрерывно в реальном времени ведется запись, обработка данных и управление экспериментом.

При создании основы программно-измерительного комплекса использовано оборудование Compact RIO компании National Instruments. Программируемый контроллер Compact RIO представляет собой многофункциональную и универсальную систему сбора данных, контроля и управления технологическими процессами, обеспечивающую высокую производительность, точность и надежность работы измерительных систем.

В течение экспериментов измеряются мощности имитаторов твэлов, температура технологических элементов, температура в потоке теплоносителя, температура стенок имитаторов твэлов, давление в газовой полости, перепад давления на модели ТВС, пульсации давления на выходе из модельной ТВС, расход теплоносителя в контуре, пульсации расхода на выходе из модели, уровень натрия в дыхательном баке, сигналы акустической эмиссии.

## 2. Экспериментальные исследования

Выход на режим кипения натрия в модели ТВС осуществлялся путем повышения мощности энерговыделения имитаторов твэлов. Подогретый в модели ТВС натрий поднимался в расширительный бак, в котором охлаждался и далее поступал в опускной участок. Мощность имитаторов твэлов повышалась дискретно небольшими ступенями вплоть до закипания натрия. Эксперименты проводились при давлении в газовой полости, незначительно превышающем атмосферное, газовый объем был заполнен аргоном.

Рассмотрим результаты исследований кипения натрия в модели ТВС в режиме естественной конвекции. Тепловой поток изменялся в диапазоне  $110\text{--}140\text{ кВт/м}^2$ . При этом подогрев теплоносителя в модельной ТВС составлял  $260\text{--}265^{\circ}\text{C}$ , температура на входе —  $636^{\circ}\text{C}$ , температура насыщения на выходе из зоны обогрева —  $890\text{--}900^{\circ}\text{C}$  (Рис. 3).

Вскипание теплоносителя было зафиксировано на 9799-й секунде по показаниям расходомера — индикатора кипения, расходомера в однофазной области, сигналом акустической системы и пульсациям давления. В это время расход теплоносителя снизился до нуля. Через 0,5 с было зафиксировано кратковременное скачкообразное изменение температуры стенки центрального имитатора, которое, по-видимому, было связано с прекращением расхода теплоносителя. Температура натрия в начальной области «натриевой полости» возросла на  $6^{\circ}\text{C}$ , расход увеличился до  $0,3\text{ м}^3/\text{ч}$ , произошло снижение температуры стенки имитатора до  $911^{\circ}\text{C}$  в те-



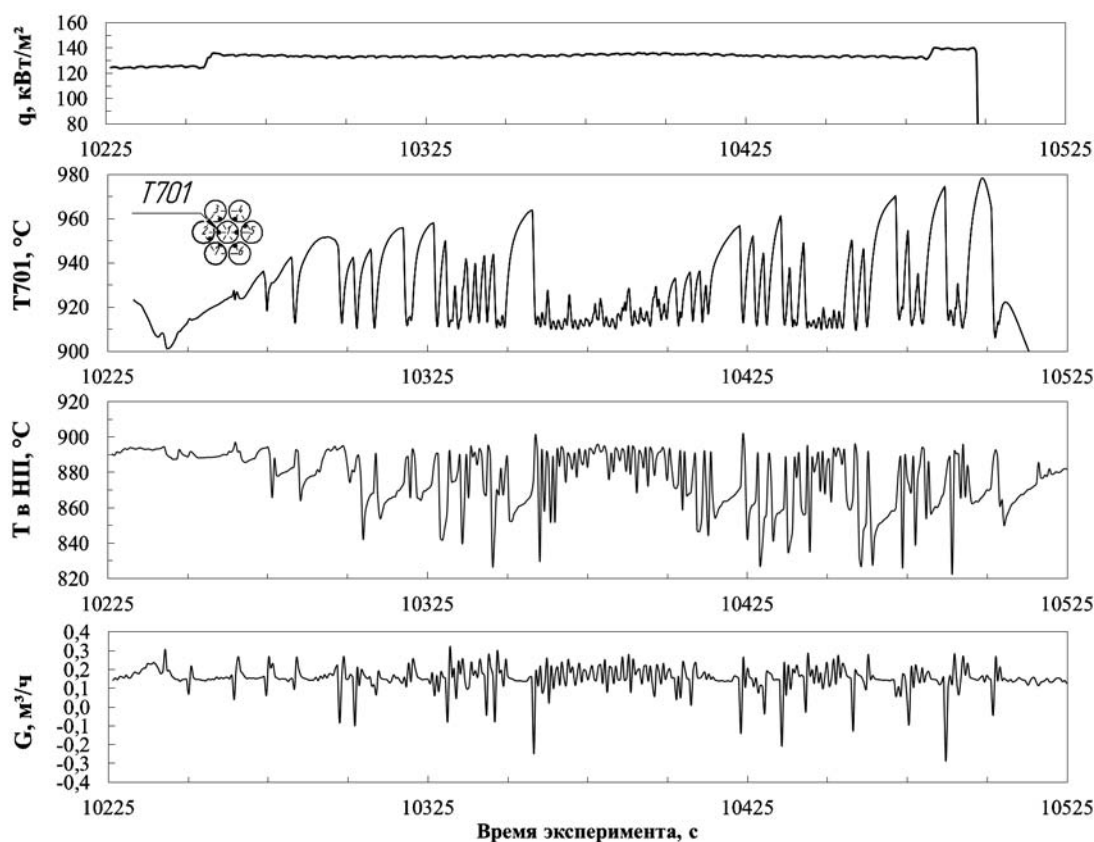


Рис. 3. Плотность теплового потока на имитаторах твэлов, температура стенки центрального имитатора (Т701), температура теплоносителя в натриевой полости (Т в НП), массовый расход теплоносителя в модели ТВС

чение 3-х секунд. Этот процесс повторялся неоднократно и представляет собой интенсивное вскипание и затухание кипения натрия вследствие увеличения расхода.

В остальное время превалирует пузырьковый режим с переменной интенсивностью – то полностью затухающий, то значительно интенсифицирующийся и сопровождающийся увеличением расхода теплоносителя в течение десяти секунд. Возможно, характер этого процесса определяется гидравлическими характеристиками модели ТВС в области «натриевой полости» и имитатора верхнего торцевого экрана. Он обуславливает повышенное гидравлическое сопротивление, препятствующее свободному продвижению паровой фазы и ее накоплению в «натриевой полости». Такой режим течения двухфазного потока натрия сохранялся длительное время без признаков кризиса теплообмена на уровне теплового потока до 120 кВт/м<sup>2</sup>. При увеличении теплового потока имитаторов твэлов до 135 кВт/м<sup>2</sup> наступил пульсационный режим течения двухфазного потока с периодом пульсаций 3–14 с и амплитудой пульсаций температуры стенок имитаторов до 55°C (рис. 3).

Процесс интенсивного парообразования в сборке сопровождается последующей конденсацией паров натрия в «натриевой полости» с заливом ее объема холодной жидкостью из верхней части модели. Об этом можно судить по резкому падению температуры жидкости в «натриевой полости» (до 820°C). Одновременно с конденсацией паров натрия в «натриевой полости» увеличивается расход теплоносителя, обеспечивается приток более холодной жидкости в модель активной зоны и прекращение кипения. Процесс повторялся неоднократно. При увеличении теплового потока до 140 кВт/м<sup>2</sup> пульсации температуры стенок имитаторов начали

непрерывно возрастать и по достижении 980–985°C питание сборки имитаторов твэлов было автоматически отключено аварийной системой защиты.

### 3. Режимы течения двухфазного потока натрия

Полученные экспериментальные данные для двухфазного потока натрия в модели ТВС с «натриевой полостью» в координатах массовая скорость – массовое паросодержание нанесены на картограмму режимов течения двухфазного потока жидкометаллических теплоносителей в сборках твэлов, представленную в работах авторов [20–21] (Рис. 4).

Для пузырькового режима данные расположены в области массового паросодержания 0,1–2,5%, для снарядного режима – 2,5–9% в диапазоне массовой скорости натрия 100–200 кг/(м<sup>2</sup>·с). Полученные данные для модели ТВС с «натриевой полостью» согласуются с данными серии экспериментов на модели ТВС без «натриевой полости» (без торцевого экрана) в контурах с естественной циркуляцией натрий-калиевого сплава [15–21].

### 4. Теплоотдача при кипении щелочных жидкометаллических теплоносителей

На теплоотдачу при кипении жидкометаллических теплоносителей оказывают влияние давление, плотность теплового потока, состояние поверхности теплообмена (шероховатость), смачивание поверхности теплообмена теплоносителем, режимы течения двухфазного потока и др.

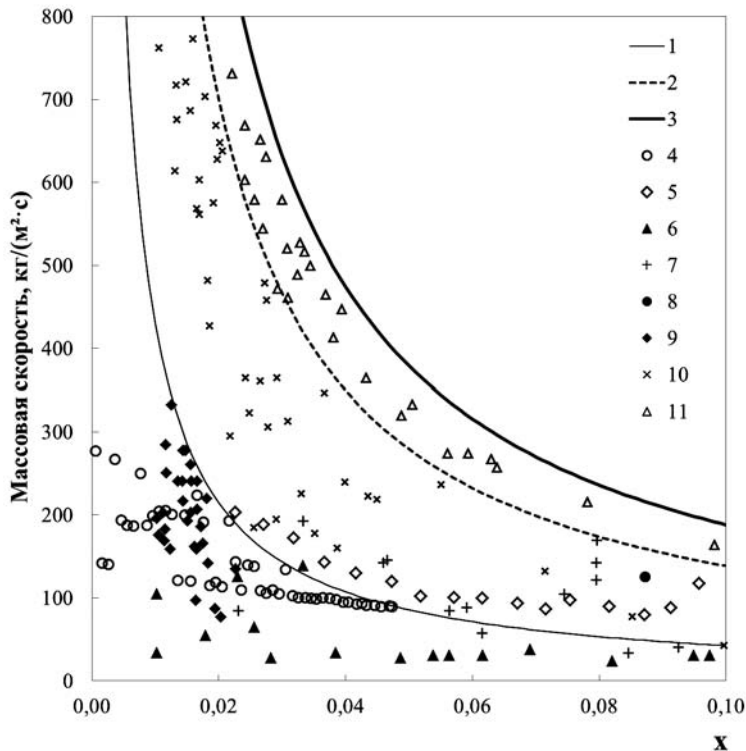


Рис. 4. Картограмма режимов течения двухфазного потока жидкометаллических теплоносителей: граница пузырькового и снарядного режимов кипения (1); граница снарядного и дисперсно-кольцевого режима кипения (2); граница перехода к закризисному теплообмену (3); пузырьковый и снарядный режимы (4, 5), соответственно, данные по кипению натрия АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»; первый стабильный режим, пульсационный и второй стабильный режим (6, 7, 8), соответственно, по данным Ямагучи [6]; данные АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» [15–21] по кипению натрий-калиевого сплава: пузырьковый, снарядный и дисперсно-кольцевой режимы (9, 10, 11), соответственно

Данные по теплоотдаче жидкометаллических теплоносителей в каналах и пучках твэлов разрознены и не систематизированы, отсутствует обобщающая зависимость, учитывающая влияние этих факторов. При вынужденном течении парожидкостной смеси металлов в трубе (при давлении около 0,1 МПа) уже при массовом паросодержании 1–5% наступает дисперсно-кольцевой режим, характеризуемый тем, что 95–99% жидкости находится в виде капель в центральной области потока. Коэффициент теплообмена при таких условиях имеет примерно такое же значение, что и при кипении в большом объеме.

В дисперсно-кольцевом режиме фазовый переход связан с испарением с поверхности пристенной пленки жидкого металла, имеющей малую толщину и высокую теплопроводность. Влияние массовой скорости и паросодержания на теплообмен в этих условиях, по-видимому, незначительно. Эксперименты, проведенные Ю.А. Зейгарником и др. [31], подтвердили это предположение – коэффициент теплоотдачи при кипении натрия в широком диапазоне значения плотности теплового потока 0,2–1,1 МВт/м<sup>2</sup> оставался по существу неизменным и равным  $(2,5–4) \cdot 10^5$  Вт/(м<sup>2</sup>·К).

Однако, в опытах [32] при кипении калия данные описывались хорошо известной зависимостью для теплоотдачи при кипении  $\alpha \sim q^{0,7}$  для неметаллических жидкостей. Эта зависимость оказалась близкой зависимости для теплоотдачи при кипении в большом объеме. Совпадение зависимости  $\alpha(q)$  в опытах с кипением жидкого металла в большом объеме и в трубах не случайно. Аналогичное совпадение наблюдается при кипении воды, а именно, соотношения для теплообмена при кипении в каналах при умеренной скорости смеси соответствует соотношениям для теплообмена при кипении воды в большом объеме. При малой скорости пароводяной смеси  $\alpha \sim q^{0,7}$ , при большой –  $\alpha \sim w^{0,8}$ , как это наблюдается при конвективном теплообмене.

Сопоставление данных по теплоотдаче показывает (Рис. 5), что теплоотдача при кипении натрий-калие-

вого сплава в сборках твэлов [15–21] и калия в трубах [32] в диапазоне плотности теплового потока свыше 100 кВт/м<sup>2</sup> выше в среднем в 1,5 раза, чем при кипении щелочных жидких металлов в большом объеме [31].

Поскольку согласно представлению о термодинамическом подобии щелочных металлов теплофизические свойства ( $\lambda, r, \sigma, \rho, T_s$ ) можно выразить через  $p/p_{кр}$ , формула для теплоотдачи при кипении жидких металлов может быть представлена виде:

$$\alpha = Aq^{2/3} (p/p_{кр})^n \quad (1)$$

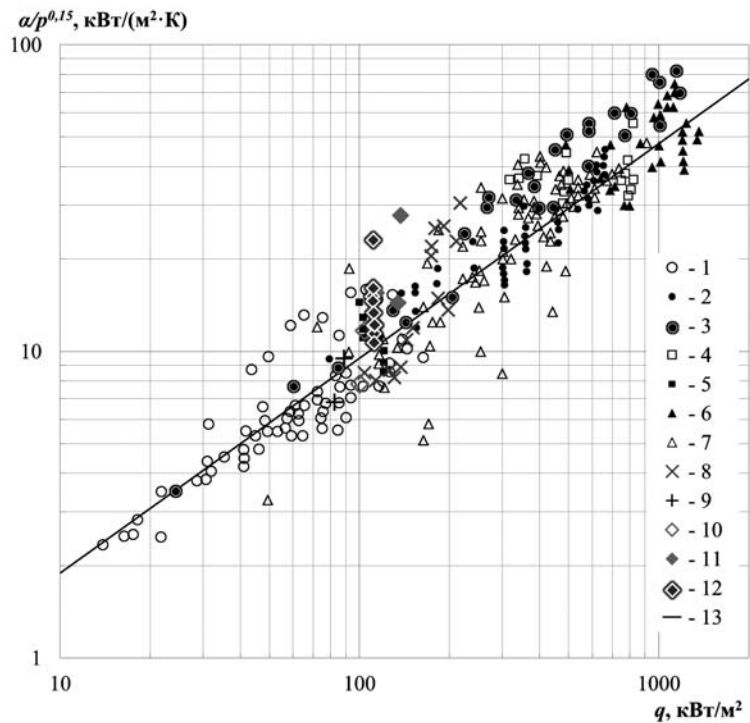
где  $q$  – плотность теплового потока, Вт/м<sup>2</sup>;  $p$  – давление, МПа.

Аналогичные эмпирические соотношения для расчета теплоотдачи при развитом пузырьковом кипении различных жидкометаллических теплоносителей были предложены в работе [32] в виде следующей формулы:

$$\alpha = Aq^m p^n \quad (2)$$

Коэффициенты  $A, m$  и  $n$ , описывающие различные данные, принимают значения в следующем диапазоне –  $m = 0,7; n = 0,1–0,15; A = 4,5–7,5$  как для калия, так и для натрий-калиевого сплава.

Соотношения, задаваемые формулой (1), совпадают с формулами для пузырькового кипения воды и других жидкостей при  $p = 0,1$  МПа. Причиной сходства является близкая величина скорости испарения ( $w_{ev} = q/(r \times p)$ ), так как теплота испарения на единицу объема разных жидкостей примерно одинакова. Таким образом, с погрешностью  $\pm 50\%$  теплоотдача при кипении не только термодинамически подобных металлических, но и других жидкостей описывается одинаковыми соотношениями. В первом приближении для расчета коэффициентов теплоотдачи при кипении натрия в сборках твэлов можно использовать зависимость (2).



**Рис. 5.** Сравнение экспериментальных данных различных авторов по теплоотдаче при кипении жидких металлов в трубах с данными АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» для сборок твэлов: данные по кипению калия [32]: кипение в большом объеме (1); труба Ø10 мм (электрообогрев) (2); труба Ø10 мм (теплообменник) (3); труба Ø8,3 мм (4); труба Ø22 мм (5); труба Ø4 мм (электрообогрев) (6); труба Ø6 мм (7); данные по кипению натрий-калиевого сплава в ТВС (АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»): одиночные ТВС (7 элементов, длина зоны энерговыделения 420 мм) (8); параллельные ТВС (7 элементов, длина зоны энерговыделения 840 мм) (9); параллельные ТВС (одинаковая мощность) (10) [15–19]; параллельные ТВС (4 включенных имитатора в левой сборке и 7 в правой) (11) [20, 21]; данные по кипению натрия (АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»): одиночная ТВС (7 элементов, длина зоны энерговыделения 600 мм) [29, 30]; расчёт по формуле В.М. Боришанского (13) [32]

## Выводы

Расчетные исследования аварии с потерей теплоносителя и отказом активной защиты в реакторе на быстрых нейтронах показали, что режим течения двухфазного потока натрия в активной зоне, в особенности в «натриевой полости», находящейся над активной зоной, оказывает значительное влияние на величину натриевого пустотного эффекта реактивности и, соответственно, на протекание аварийного процесса и его последствия. В этой связи, требуется экспериментальное обоснование влияния «натриевой полости» на характер режима течения двухфазного потока теплоносителя как в активной зоне, так и в самой «натриевой полости». Для проведения исследований на стенде АР-1 в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» были созданы высокотемпературный натриевый контур и экспериментальная модель ТВС с «натриевой полостью».

Исследования кипения натрия показали, что возможно длительное охлаждение модельной ТВС с «натриевой полостью» при плотности теплового потока на поверхности имитаторов твэлов до 140 кВт/м<sup>2</sup> в режиме естественной конвекции и до 170 кВт/м<sup>2</sup> в режиме вынужденной конвекции в диапазоне массовой скорости 100–200 кг/(м<sup>2</sup>·с).

Результаты работы [3] показали, что кипение натрия в условиях аварии ULOF начинается на мощности реактора в 50% от номинального значения при значении расхода теплоносителя около 15% от номинального. При этом стабильный отвод тепла продолжается и после выбега насосов первого контура в условиях естественной циркуляции при мощности в диапазоне 15–30% от номинального значения и уровне расхода натрия менее 10% от номинального (рисунки 5 а и 7 а в работе [3]). Сравнение результатов расчетов и экспериментов, представленных в настоящей работе, показывает возможность отвода тепла кипящим теплоносителем в модельной ТВС с «натриевой полостью» при тепловых нагрузках 10–15% и расходе натрия около 5%

от номинальных значений, приведенных в работе [3]. Таким образом, существует необходимость и целесообразность продолжения экспериментальных работ по обоснованию возможности отвода тепла от твэлов кипящим натрием при более высоких тепловых нагрузках.

## Список литературы

1. Багдасаров Ю.Е., Кузнецов И.А. Расчётные исследования нестационарных и аварийных режимов работы и их роль в обеспечении безопасности // Атомная энергия. – 1982. – Т. 52. – Вып. 1. – С. 3–10.
2. Волков А.В., Кузнецов И.А. Усовершенствованная модель кипения натрия для анализа аварий в быстром реакторе // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2006. – № 2. – С. 101–111.
3. Ашурко Ю.М., Андреева К.А., Бурьевский И.В., Волков А.В., Елисеев В.А., Егоров А.В., Кузнецов И.А., Коробейникова Л.В., Матвеев В.И., Соломонова Н.В., Хомяков Ю.С., Царапкина А.Н. Исследование влияния натриевого пустотного эффекта реактивности на безопасность быстрого натриевого реактора большой мощности // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2014. – № 3. – С. 5–13.
4. Kikuchi Y., Haga K. Sodium boiling experiments in a 19 pin bundle under loss-of-flow conditions // Nuclear Engineering and Design. – 1981. – V. 66. – P. 357–366.
5. Haga K. Loss of flow experiment in a 37 pin bundle LMRBR fuel assembly // Nuclear Engineering and Design. – 1984. – V. 82. – P. 305–318.
6. Yamaguchi K. Flow pattern and dryout under sodium boiling conditions at decay power levels // Nuclear Engineering and Design. – 1987. – V. 99. – N 3. – P. 247–263.
7. Kaiser A., Peppler W. Flow rundown experiments in a seven pin bundle // Nuclear Engineering and Design. – 1977. – V. 43. – P. 273–283.
8. Huber F., Peppler W. Boiling and dryout behind local blockages in sodium cooled rod bundles // Nuclear engineering and design. – 1984. – V. 82. – P. 341–363.
9. Kaiser A., Huber F. Sodium boiling experiments at low power under natural convection conditions // Nuclear Engineering and Design. – 1987. – V. 100. – P. 367–376.
10. Huber F., Kaiser A., Mattes K. and Peppler W. Steady state and transient sodium boiling experiments in a 37 pin bundle // Nuclear Engineering and Design. – 1987. – V. 100. – P. 377–386.

11. Gnadt P.A., Carbajo J.J., Dearing J.F. Sodium boiling experiments in the THORS facility // Nuclear Engineering and Design. – 1984. – V. 82. – P. 241–280.
12. Seiler J.M. Studies on sodium boiling phenomena in out-of-pile rod bundles for various accidental situation in LMFBR: experiments and interpretations // Nuclear Engineering and Design. – 1986. – V. 82. – P. 227–239.
13. Seiler J.M., Juhel D., Dufour Ph. Sodium boiling stabilization in a fast breeder subassembly during an unprotected loss of flow accident // Nuclear Engineering and Design. – 2010. – V. 240. – P. 3329–3335.
14. Qiu Z.C., Ma S.Y., Qiu S.Z., Su G.H., Zhang D.I., Wu Y.W., Tian W.X. Experimental research on the thermal hydraulic characteristics on sodium boiling in an annulus // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2015. – V. 60. – P. 263–274.
15. Сорокин А.П., Ефанов А.Д., Иванов Е.Ф., Марцинюк Д.Е., Богословская Г.П., Рымкевич К.С., Мальков В.Л. Расчетно-экспериментальные исследования условий устойчивого теплообмена при возникновении кипения жидкого металла в режиме аварийного расхолаживания быстрого реактора // Ядерная энергетика. – 1999. – № 2. – С. 59–70.
16. Сорокин А.П., Ефанов А.Д., Иванов Е.Ф., Марцинюк Д.Е., Богословская Г.П., Рымкевич К.С., Мальков В.Л. Теплообмен при кипении жидкого металла в режиме аварийного расхолаживания быстрого реактора // Атомная энергия. – Т. 87. – Вып. 5. – 1999. – С. 337–342.
17. Ефанов А.Д., Сорокин А.П., Иванов Е.Ф., Богословская Г.П., Колесник В.П., Марцинюк С.С., Мальков В.Л., Сорокин Г.А., Рымкевич К.С. Исследования теплообмена и устойчивости кипения жидкометаллического теплоносителя в контуре естественной циркуляции // Теплоэнергетика. – 2003. – № 3. – С. 20–26.
18. Efanov A.D., Sorokin A.P., Ivanov E.F., Bogoslovskaya G.P., Kolesnik V.P., Martsinyuk S.S., Sorokin G.A., Rymkevich K.S. An investigation of the heat transfer and stability of liquid-metal coolant boiling in a natural circulation circuit // Thermal Engineering. – 2003. – V. 50. – N 3. – P. 194–201.
19. Efanov A.D., Sorokin A.P., Ivanov E.F., Bogoslovskaya G.P., Ivanov V.V., Volkov A.D. Liquid-metal boiling heat transfer in a system of channels under natural circulation conditions // Eleventh International Topical Meeting on Nuclear Reactor Thermal Hydraulics (NURETH-11), October 2–6, 2005, Avignon, France.
20. Ефанов А.Д., Сорокин А.П., Иванов Е.Ф., Богословская Г.П., Иванов В.В., Волков А.Д., Сорокин Г.А., Зуева И.Р. Теплообмен при кипении жидкого металла в системе каналов в режиме естественной циркуляции // Теплоэнергетика. – 2007. – № 3. – С. 43–51.
21. Efanov A.D., Sorokin A.P., Ivanov E.F., Sorokin G.A., Bogoslovskaya G.P., Ivanov V.V., Volkov A.D., Sorokin G.A., Zueva I.R., Fedosova M.A. Heat transfer under natural convection of liquid metal during its boiling in a system of channels // Thermal Engineering. – 2007. – V. 54. – N 3. – P. 214–222.
22. Kasahara F., Ninokata H., Sorokin A.P., Bogoslovskaya G.P. Analysis of liquid-metal boiling under the natural circulation condition // NTHAS2: Second Japan-Korea symposium on nuclear thermal hydraulics and safety, Fukuoka, Japan, October 15–18, 2000.
23. Сорокин Г.А., Ниноката Х., Эндо Х., Ефанов А.Д., Сорокин А.П., Иванов Е.Ф., Богословская Г.П., Волков А.Д., Зуева И.Р. Экспериментальное и расчётное моделирование теплообмена при кипении жидкого металла в системе параллельных тепловыделяющих сборок в режиме естественной конвекции // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2005. – № 4. – С. 92–106.
24. Sorokin G.A., Sorokin A.P. Experimental and numerical investigations of liquid metal boiling in fuel subassemblies under natural circulation conditions // The Progress in Nuclear Energy Journal / Special Issue: Innovative Nuclear Energy System for Sustainable Development of the World. Proceeding of the First COE-INES International Symposium, INES-1/ October 31–November 4, 2004 Tokyo, Japan. – 2005. – V. 47. – N 1–4. – P. 656–663.
25. Sorokin G.A., Ninokata H., Sorokin A.P., Endo H., Ivanov E.F. Numerical study of liquid metal boiling in the system of parallel bundles under natural circulation // Journal of Nuclear Science and Technology. – 2006. – V. 43. – N 6. – P. 623–634.
26. Aply N., Marsault Ph., Sciora P., Lavastre R., Perez J., Anderhuber M., Gerschenfeld A., Kadri D., Bazin P. Phenomenological investigation of sodium boiling in a SFR core during a postulated ULOF transient with CATHARE 2 system code: a stabilized boiling case // The 10th International Topic Meeting on Nuclear Thermal-Hydraulics, Operation and Safety (NUTHOS-10). – NUTHOS10-1084. – Okinawa, Japan, December 14–18, 2014.
27. Perez J., Aply N., Juhel D., Beston D. CATHARE 2 simulation of steady state air/water tests performed in 1:1 scale SFR sub-assembly mock-up // Annals of Nuclear Energy. – 2015. – V. 83. – P. 283–297.
28. Хафизов Р.Р., Ашурко Ю.М., Волков А.В., Иванов Е.Ф., Привезенцев В.В., Сорокин А.П., Кумской В.В. Подготовка экспериментального стенда AP-1 и экспериментальной модели к проведению исследований кипения натрия в модели ТВС в обоснование безопасности быстрого реактора нового поколения // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2014. – № 1. – С. 77–87.
29. Хафизов Р.Р., Поплавский В.М., Рачков В.И., Сорокин А.П., Труфанов А.А., Ашурко Ю.М., Волков А.В., Иванов Е.Ф., Привезенцев В.В. Экспериментальные исследования теплообмена при кипении натрия в модели ТВС в обоснование безопасности перспективного реактора на быстрых нейтронах // Теплоэнергетика. – 2017. – № 1. – С. 10–19.
30. Khafizov R.R., Poplavsky V.M., Rachkov V.I., Sorokin A.P., Trufanov A.A., Ashurko Yu.M., Volkov A.V., Ivanov E.F. and Privezentsev V.V. Experimental studies of heat exchange for sodium boiling in the fuel assembly model: safety substantiation of a promising fast reactor // Thermal Engineering. – 2017. – V. 64. – N 1. – P. 6–14.
31. Зейгарник Ю.А., Литвинов В.Д. Кипение щелочных металлов в каналах. – М.: Наука. – 1983.
32. Боришанский В.М., Кутателадзе С.С., Новиков И.И., Федынский О.С. Жидкометаллические теплоносители. – М.: Атомиздат, – 1976.

## ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНОГО ЭНЕРГОБЛОКА НА ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА АЭС С РУ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

*Болнов В.А., Зотов И.С., Ушатиков А.С.  
АО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород*

*Образцов Е.П., Капица Д.В.  
АО «АТОМПРОЕКТ», Санкт-Петербург*

Актуальным направлением повышения безопасности эксплуатации АЭС является создание математических моделей, применяемых на всех этапах жизненного цикла: от проекта до вывода из эксплуатации. Это отражено в общих положениях по обеспечению безопасности атомных станций (НП-001-15) и требованиях к управляющим системам (НП-026-16). Согласно этим документам, для каждой АЭС должен быть разработан тренажер, а также должны быть проведены автономные и комплексные испытания составных частей системы управления и приёмо-сдаточные испытания системы вне АЭС.

АО «ОКБМ Африкантов» обладает обширным опытом по созданию математических моделей для проведения расчетов по обоснованию безопасности и отладки алгоритмов КСУ ТС для транспортных ЯЭУ, РУ большой и средней мощности, а также промышленных РУ. Благодаря широкой номенклатуре аттестованных и верифицированных расчетных кодов собственной раз-

работки, были созданы математические модели для РУ с водяным, газовым и натриевым теплоносителем различной мощности и назначения.

Для АЭС с РУ на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем в АО «ОКБМ Африкантов» при сотрудничестве с АО «АТОМПРОЕКТ» был разработан виртуальный энергоблок (ЭБ), включающий теплогидравлическую и нейтронно-физическую модель, а также модель системы управления.

Виртуальный ЭБ позволяет выполнять апробацию и отладку алгоритмов системы управления и оценивать их корректность ещё на стадии проектирования. Гибкость нодализации теплогидравлических моделей и моделей системы управления позволяет подбирать оптимальные параметры регуляторов, арматуры и оборудования при прохождении различных режимов, избавляясь от излишней консервативности. Модульная структура виртуального ЭБ позволяет производить расчеты для всего ЭБ в комплексе, для отдельных контуров и систем, а также выполнять расчёт в связке со специальными средствами испытаний (ССИСП). Наличие в составе виртуального ЭБ виртуальных пультов управления (ВПУ) и мозаичных панелей позволяет производить эргономические исследования органов управления и приборов контроля, а также производить обучение персонала ещё до создания полноценной АСУ ТП.

Среди особенностей стационарных РУ можно выделить длительные по времени переходные процессы в режимах пуска и разогрева. Чтобы исключить необходимость расчёта этих режимов при каждом запуске, в функционале виртуального ЭБ предусмотрена запись и загрузка сохранённых состояний. Возможность приостановки расчёта с последующим восстановлением одного из записанных сохранённых состояний, позволяет всего за несколько минут переводить модель РУ из одного состояния в другое или возвращать модель РУ к исходному состоянию для отработки разных сценариев прохождения режима при одном и том же исходном событии.

Виртуальный энергоблок для АЭС с РУ на быстрых нейтронах (ВЭБ БН) выполнен на основе САПР Sim-InTech, теплогидравлического кода РАСНАР-БН соб-

ственной разработки АО «ОКБМ Африкантов», предназначенного для анализа различных динамических режимов и теплогидравлического кода КОРТЕС, для расчёта ПТУ, разработки АО «АТОМПРОЕКТ».

ВЭБ БН включает теплогидравлические модели первого и второго контуров, промежуточного и воздушного контура САОТ, теплогидравлическую модель третьего контура, модель активной зоны, с точечной моделью кинетики.

В состав каждой петли теплообмена первого контура входят ПТО, ГЦН-1, обратный клапан с приводом, напорный трубопровод, соединяющий выход ГЦН-1 с напорным коллектором (Рис. 1).

В состав каждой петли первого контура САОТ входит АТО - прямотрубный противоточный теплообменник, передающий тепло активной зоны теплоносителю промконтура САОТ. Каждый АТО снабжен обратным клапаном, автоматически подключающим систему САОТ при отключении главных циркуляционных насосов первого контура.

Второй контур РУ представляет собой четыре независимых петли теплообмена, каждая из которых через соответствующий ПТО получает тепло от первого контура и через трубопроводы при помощи ГЦН-2 передает его ПГ.

Промежуточный контур САОТ также состоит из четырех независимых петель, передавая тепло при помощи ЭМН промконтура от АТО к воздушному теплообменнику ВТО.

Тепловая схема третьего контура в соответствии с эскизным проектом турбоустановки включает собственно турбину, состоящую из цилиндра высокого давления и трех двухпоточных цилиндров низкого давления, систему промежуточного перегрева пара, содержащую сепаратор и двухступенчатый пароперегреватель, конденсационную группу, состоящую из трех корпусов, и систему регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, состоящую из семи ступеней: четыре подогревателя низкого давления; деаэрагор; два подогревателя высокого давления.

В состав расчетной схемы третьего контура вошли:

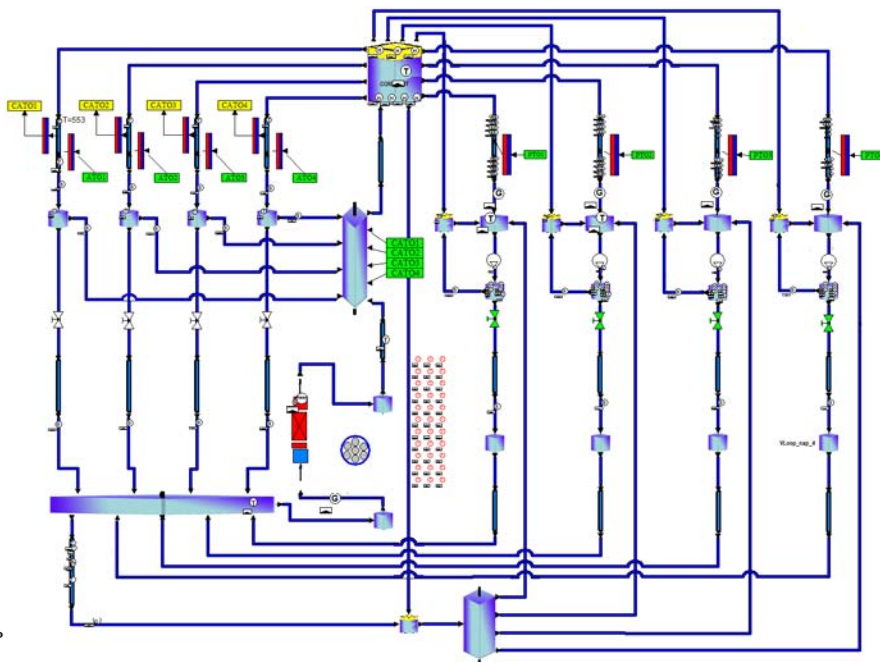


Рис. 1. Теплогидравлическая модель первого контура

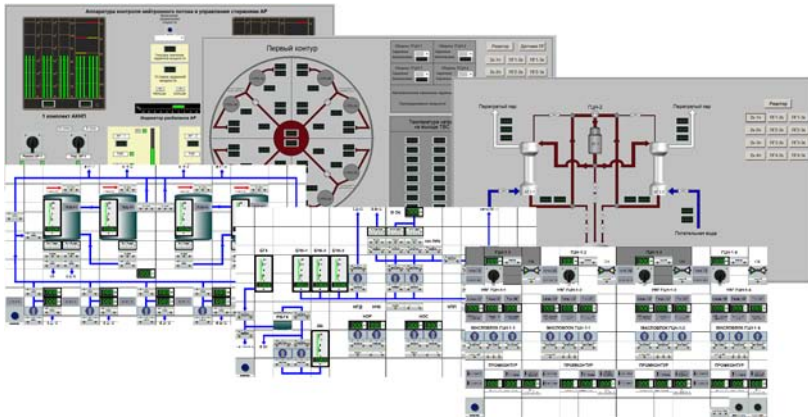


Рис. 2. Видеокадры и мозаичные панели

- тракт питательной воды - от деаэраторов до водяного тракта парогенераторов;
- пароводяной тракт парогенераторов;
- главные паропроводы с паровым коллектором;
- ЦВД с отборами, трубопроводами и ПВД;
- сепараторы-пароподогреватели с трубопроводами слива конденсата и сепарата;
- ЦНД с отборами и трубопроводами, конденсатором и ПНД.

Модель системы управления РУ была разработана на основе базовых элементов автоматики, входящих в пакет САПР SimInTech, и представляет собой совокупность расчётных моделей отдельных систем, среди которых можно выделить:

- алгоритмы обработки сигналов с датчиков и формирования уставок;
- регуляторы;
- алгоритмы прохождения режимов;
- модели видеокадров и мозаичных панелей.

Модели видеокадров и мозаичных панелей разработаны на основе графических примитивов САПР SimInTech (Рис. 2). По функциональному наполнению и эргономике модели видеокадров и мозаичных панелей максимально приближены к элементам управления, используемым на реальных АЭС, и используются для управления моделями основного оборудования РУ и ПТУ, мониторинга основных технологических параметров и положения органов управления.

Аппаратное обеспечение виртуального ЭБ организовано следующим образом. ВЭБ БН рассчитывается на трёх рабочих станциях, что позволяет рассчитывать теплогидравлические контура с различным расчётным шагом. Модель системы управления размещается на компьютере, входящих в состав модели ВПУ. ВПУ – это несколько компьютеров, каждый из которых оснащён стойкой из трёх сенсорных экранов, расположенных друг под другом. На экраны выводятся стойки виртуальных мозаичных панелей, виртуальные экраны общего пользования, видеокадры и необходимые средства контроля расчётных параметров. Внешний вид и функционал виртуального пульта управления максимально приближен к реальному пульта управления на АЭС.

Рабочие станции и ВПУ соединены с сервером обмена по протоколу обмена TCP-IP. При запуске расчёта все составляющие виртуального ЭБ объединяются в единую мультизадачу с помощью базы сигналов, расположенной на сервере обмена, и осуществляют обмен расчётными параметрами, управляющими сигналами, а также синхронизируют расчётное время.

На текущий момент виртуальный ЭБ активно применяется для расчётов по обоснованию безопасности

активной зоны и оценки непротиворечивости алгоритмов системы управления. На его основе проводились исследования по анализу чувствительности параметров РУ в определяющих режимах к характеристикам систем регулирования.

С целью подтверждения конкурентоспособности РУ на быстрых нейтронах, в 2017 году был проведён анализ возможности участия РУ с ЭБ на быстрых нейтронах в маневрировании и ОПРЧ. В рамках этой работы при помощи виртуального ЭБ были опробованы различные сценарии реализации режимов маневрирования:

- перевод скоростей вращения циркуляционных насосов первого и второго контуров и заданного значения мощности по заданной программе;
- использование системы регулирования, обеспечивающей поддержание заданных параметров.

В будущем планируются доработки виртуального ЭБ согласно изменениям проектной документации и развитие его до полноценного цифрового двойника энергоблока-прототипа, который может использоваться для поддержания эксплуатации.

## ПЕРСПЕКТИВЫ МНОГОКРАТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕГЕНЕРИРОВАННОГО УРАНА В ЛЕГКОВОДНЫХ РЕАКТОРАХ С ДООБОГАЩЕНИЕМ ПРИ ПОМОЩИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

*Невиница В.А., Бландинский В.Ю., Бобров Е.А., Гроль А.В., Дудников А.А., Фомиченко П.А. Национальный Исследовательский Центр Курчатовский Институт (НИЦ КИ), Москва,*

*Гусев В.Е., Смирнов А.Ю., Сулаберидзе Г.А., Национальный Исследовательский Ядерный Университет МИФИ (НИЯУ МИФИ), Москва*

### Введение

При производстве топлива на основе регенерированного урана для легководных реакторов возникают проблемы связанные с резким увеличением концентраций изотопов  $^{232}\text{U}$ ,  $^{234}\text{U}$ , и  $^{236}\text{U}$  [1]. Их содержание в топливе необходимо регулировать по следующим причинам:

- $^{232}\text{U}$  представляет угрозу радиационной безопасности, поскольку является родоначальником цепочки

распадов (см. рис. 1), продукты которой, распада —  $^{208}\text{Tl}$  - испускают жесткие гамма-кванты с энергией порядка 2,61 МэВ [2], что требует защиты персонала при работе с этим материалом, а также защиты самого оборудования. Предельное содержание данного изотопа в товарном низкообогащенном уране, при производстве в РФ составляет  $\sim 2,0 \cdot 10^{-7}$  U вес. %. Однако в настоящее время завод МСЗ в г. Электросталь имеет лицензию на производство регенерированного топлива для реакторов РБМК с ограничением  $\sim 5,0 \cdot 10^{-7}$  U вес.%, во Франции допустимое содержание  $^{232}\text{U}$  составляет  $1,0 \cdot 10^{-6}$  U вес.% [3].

- Накопление  $^{236}\text{U}$ , как поглотителя нейтронов, что приводит к необходимости компенсировать его присутствие дополнительным количеством  $^{235}\text{U}$ .
- Допустимое содержание  $^{234}\text{U}$  ограничивается требованиями международной спецификации ASTM C996-96 на уровне 20000 мкг/г  $^{235}\text{U}$ .

Причины, по которым вводится ограничение на содержание изотопа  $^{234}\text{U}$  более сложны. С одной стороны, поскольку он является альфа-излучателем, то в

некоторой степени, накладываемые на него ограничения являются необходимыми с точки зрения безопасности персонала завода-изготовителя топлива. Однако эта причина не единственная -  $^{234}\text{U}$  является изотопом, в значительной степени определяющим альфа-активность гексафторида урана.

Известно, что на гексафторид урана, подготовленный для изотопного обогащения, накладывается жесткое ограничение по содержанию в нем  $\alpha$ -активных элементов. Это связано с тем, что внутренний источник  $\alpha$ -излучения может вызвать диссоциацию молекул  $\text{UF}_6$  с образованием слаболетучих низших фторидов урана ( $\text{UF}_5$ ,  $\text{UF}_4$ ,  $\text{UF}_3$ , а также, возможно  $\text{U}_2\text{F}_9$  и  $\text{U}_4\text{F}_{17}$ ), что будет приводить к ухудшению качества продукта обогащения [4].

Диссоциация молекул  $\text{UF}_6$  под действием внутреннего источника  $\alpha$ -излучения приводит также к появлению свободного фтора. Данное обстоятельство будет усиливать коррозионные процессы, поскольку под действием  $\alpha$ -излучения фтор будет находиться в атомарном, возбужденном и ионизированном состояниях.

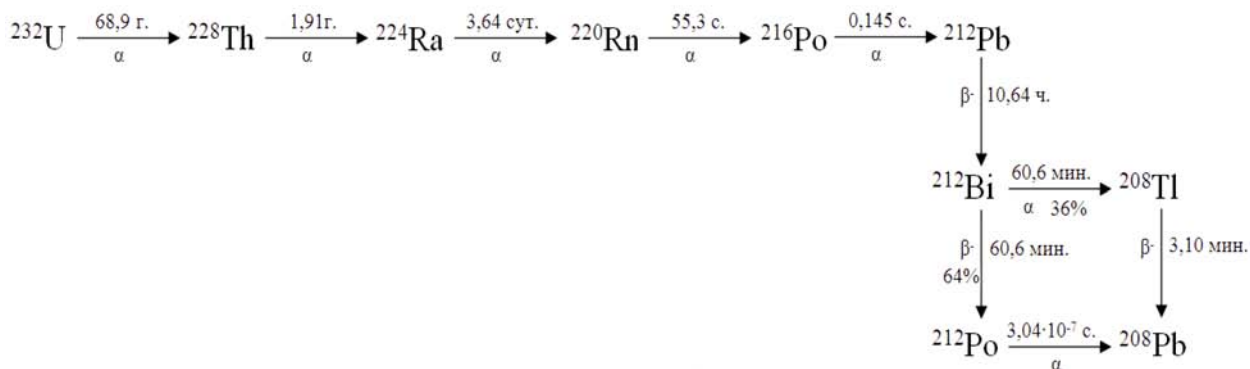


Рис. 1. Цепочка радиоактивного распада  $^{232}\text{U}$

## Стратегии применения регенерированного урана

1. Стратегия однократного рецикла в РБМК.

Изготовление топлива:

1. С 1995 года на ОАО «МСЗ» ведется переработка низкообогащенного гексафторида урана для изготовления топлива канальных уран-графитовых реакторов РБМК, используется АДУ-процесс (гидролизно-экстракционный метод), ограничение по содержанию  $^{232}\text{U}$  на уровне  $2 \cdot 10^{-7}\%$ .

2. Прямое обогащение на ФГУП «СХК» и дальнейшее использование на ОАО «МСЗ» при изготовлении топлива РБМК. В 2006 году были получены первые партии топлива с обогащением 2,8%. Поскольку использовался метод прямого обогащения в каскадах, это привело к тому, что содержание  $^{232}\text{U}$  перестало удовлетворять ограничению  $2 \cdot 10^{-7}\%$  и теперь достигает  $5 \cdot 10^{-7}\%$ .

2. Стратегия обогащения регенерата по экспортным контрактам - участие российских предприятий в оказании услуг топливного цикла компании AREVA: на 27 сентября 2013 года для компании AREVA было изготовлено топливо для 3000 ТВС реакторов типа PWR. По оценке компании AREVA отдельный рецикл МОКС-топлива и регенерата урана (4 реактора лицензировано на 100% загрузку регенератом [6]) позволяет экономить 25% природного урана и в 10 раз снизить радиотоксичность захораниваемых отходов [7].

3. Использование регенерата в загрузке реакторов ВВЭР [5]. Топливо, изготовленное с применением ре-

генерированного урана, использовалось в загрузке 2-го энергоблока Кольской АЭС и 2-го энергоблока Калининской АЭС:

1. АДУ-процесс (гидролизно-экстракционный метод),

2. Порошок диоксида урана, используемый для производства таблеток, получается сухим смешиванием нескольких порошков с разными обогащениями, полученных по «мокрой» схеме. Прямое обогащение приводит к нарушению ограничений по изотопу  $^{234}\text{U}$ .

Таким образом, недостаточное развитие методов обогащения регенерированного урана сдерживает крупномасштабное применение регенерированного урана в загрузке легководных реакторов типа ВВЭР.

Как показали предварительные расчеты, применение метода прямого обогащения регенерированного урана для топлива реактора типа ВВЭР-1000, в отличие от топлива РБМК-1000, несколько затруднительно, особенно в случае многократного рецикла. Как следует из ограничений спецификации ASTM C996-96 для гексафторида низкообогащенного урана, отношение концентраций  $^{234}\text{U}$  и  $^{235}\text{U}$  в продукте обогащения не должно превышать 0,02. Метод прямого обогащения, использованный для дообогащения регенерата с целью последующего использования в РБМК, не в состоянии предотвратить рост концентрации изотопа  $^{232}\text{U}$ , отвечающего за радиационную обстановку, а также обеспечить выполнение требований международных и российских спецификаций по содержанию изотопа  $^{234}\text{U}$ , являющегося наиболее интенсивным внутренним источником

альфа излучения. Это вызвано тем, что в момент принятия решения об обогащении регенерата, предполагалось, что гексафторид урана будет изготавливаться из регенерата, полученного в результате переработки ОЯТ легководных реакторов с выгоранием до 40 МВт сут/кг. Однако в настоящее время сложилась тенденция к повышению выгорания топлива на АЭС и уже в регенерате урана из ОЯТ с выгоранием 46 МВт сут/кг содержание  $^{234}\text{U}$  перед обогащением уже практически совпадает с допустимой верхней границей содержания этого изотопа в обогащенном регенерате урана. В рассмотренном в настоящей работе случае, еще в необогащенном регенерате урана это отношение составляет

0,01943 — т.е. уже в исходном составе достигнуто почти максимально допустимое содержание изотопа  $^{234}\text{U}$ . При этом, даже в еще не обогащенном регенерате с 5-летней выдержкой (см. Таблицу 1) именно  $^{234}\text{U}$  является основным альфа-излучателем, т.е. именно тем внутренним источником альфа-излучения, под действием которого будет происходить диссоциация молекул гексафторида урана. Это означает, что даже для однократного, а тем более многократного рецикла регенерата урана из топлива ВВЭР пригодны только те каскадные схемы, в которых происходит разбавление регенерата. Поэтому метод прямого обогащения в настоящей работе использовался только для обогащения природного урана.

**Таблица 1.** Вклад изотопов урана в альфа-активность ОЯТ ВВЭР-1000 (Бк/тонну) после однократного облучения

Выдержка, сут	3	30	365	730	1095	1825	3650
$^{232}\text{U}$	6,90E+08	7,23E+08	1,08E+09	1,38E+09	1,61E+09	1,91E+09	2,19E+09
$^{233}\text{U}$	1,43E+06	1,44E+06	1,52E+06	1,59E+06	1,67E+06	1,82E+06	2,20E+06
$^{234}\text{U}$	5,01E+10	5,02E+10	5,07E+10	5,12E+10	5,17E+10	5,28E+10	5,53E+10
$^{235}\text{U}$	8,18E+08	8,18E+08	8,18E+08	8,18E+08	8,18E+08	8,18E+08	8,18E+08
$^{236}\text{U}$	1,43E+10	1,43E+10	1,43E+10	1,43E+10	1,43E+10	1,43E+10	1,43E+10
$^{238}\text{U}$	1,14E+10	1,14E+10	1,14E+10	1,14E+10	1,14E+10	1,14E+10	1,14E+10

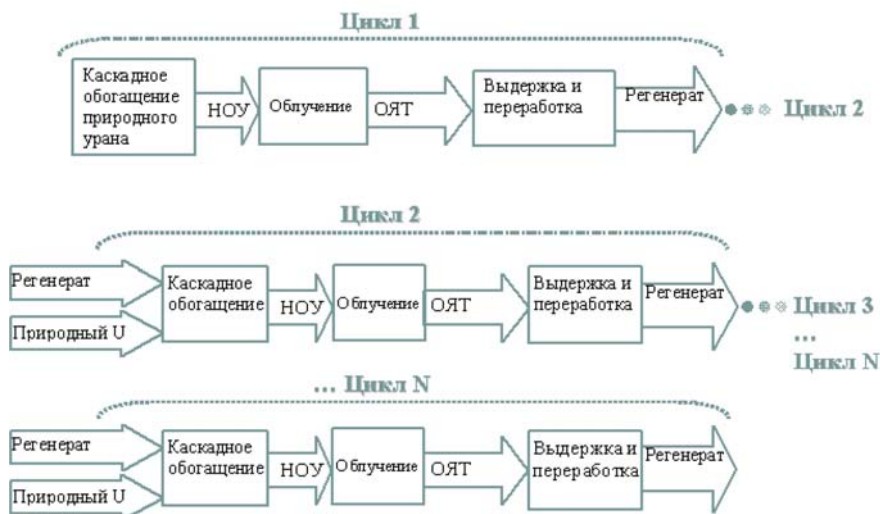
### Постановка задачи и метод исследования

Задачей настоящего исследования была оценка эффективности каскадных схем с разбавлением регенерированного урана для обеспечения возможности его дообогащения для повторного (однократного или многократного) использования в загрузке реактора типа ВВЭР-1000 при соблюдении ограничений на содержание в нем минорных изотопов урана. Для исследования физики многократного рецикла регенерированного урана в легководных реакторах применен подход, основанный на согласованном моделировании нейтронно-физических процессов, процессов выгорания в активной зоне легководного реактора и молекулярно-селективного переноса компонентов в разделительном каскаде [8]. Вторая задача, которая была рассмотрена в настоящей работе — это оценка возможности повышения экономии природного урана при рецикле регенерированного урана в составе РЕМИКС-топлива для повышения экономии природного урана при дообогащении регенерата.

Рассмотрена следующая последовательность сценариев облучения уранового топлива: свежее топливо ре-

актора типа ВВЭР-1000 с обогащением 4,6% по изотопу  $^{235}\text{U}$ , изготовленное из природного урана, облучается в активной зоне до глубины выгорания 46,9 МВт×сут/кг U, выдерживается в течение 5 лет и перерабатывается. Выделенный из ОЯТ регенерированный уран направляется на разделительный каскад для последующего обогащения. В этот же каскад поступает природный уран. Полученное свежее топливо, содержащее регенерат, вновь направляли в активную зону, после чего следовали этапы облучения, выдержки и переработки. Полученный регенерат снова направляли в разделительный каскад и далее цикл повторяли несколько раз (рис. 2).

Для расчета изотопного состава свежего топлива, изготовленного из регенерированного урана были использованы модели разделительных каскадов, соответствующие рисункам 3 и 4. Первая из них имела два потока питания: природный уран и регенерат, причем регенерат вводился в то сечение каскада, где обогащение природного урана возросло до значения, близкого к остаточному содержанию  $^{235}\text{U}$  в регенерате [8,9]. Вторая модель соответствовала каскаду с тремя потоками питания: природного урана, регенерата и обедненного урана [10].

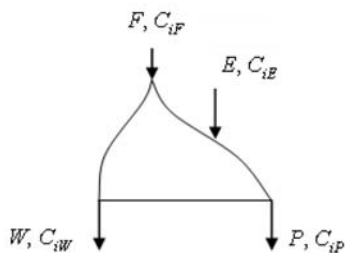


**Рис. 2.** Сценарии многократного использования регенерированного урана.



Для каскадной схемы с двумя потоками питания расчеты моделировали две различные стратегии использования регенерата: первая серия расчетов моделировала случай, когда в реактор, лицензированный для работы с загрузкой топлива из регенерата урана загружается топливо, изготовленное из регенерата, выделенного из ОЯТ нескольких реакторов, т.е. ресурсы регенерата условно считали «неограниченными». Другими словами, моделировалась попытка максимальной загрузки регенерата в один реактор. В определенном смысле такая стратегия использования регенерата является аналогом французского подхода, когда весь регенерат в максимальной степени используется для загрузки ограниченного числа реакторов, с тем исключением, что рассматриваемого в настоящей работе ограничение по содержанию изотопа  $^{232}\text{U}$  в два раза ниже, чем ограничение установленное во Франции.

Другая серия расчетов моделировала случай, когда для изготовления каждой ТВС реактора использовался регенерат урана, выделенный из одной ОТВС того же реактора. Эту стратегию далее будем условно называть «один в один».



**Рис. 3.** Схема каскада с дополнительным потоком питания, F, E, P, W, – потоки питания природной смесью, регенератом, а также потоки отбора и отвала из каскада соответственно,  $C_i^F$ ,  $C_i^E$ ,  $C_i^P$ ,  $C_i^W$ ,  $C_i^E$  – концентрации i-го компонента в потоках F, P, W, E соответственно

Для каскадной схемы с тремя потоками питания моделировалась только стратегия «один в один».

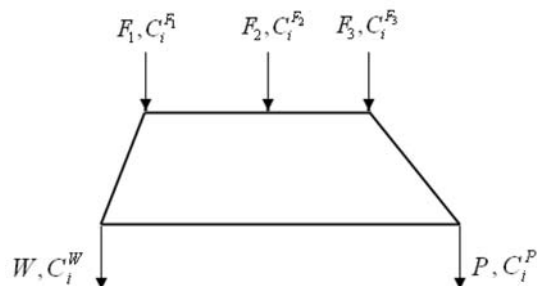
Для всех каскадов расчеты выполнялись с ограничением по содержанию  $C_{232}^P \leq 5 \cdot 10^{-7}\%$ . Величина коэффициента компенсации реактивности принята равной 0,29. Содержание  $^{235}\text{U}$  в потоке отвала каскада составляло 0,1%.

Нейтронно-физические расчеты выполнялись при помощи кода MCNP5 (метод Монте-Карло) и кода IS-TAR, разработанного в НИЦ «КИ» для моделирования изотопной кинетики.

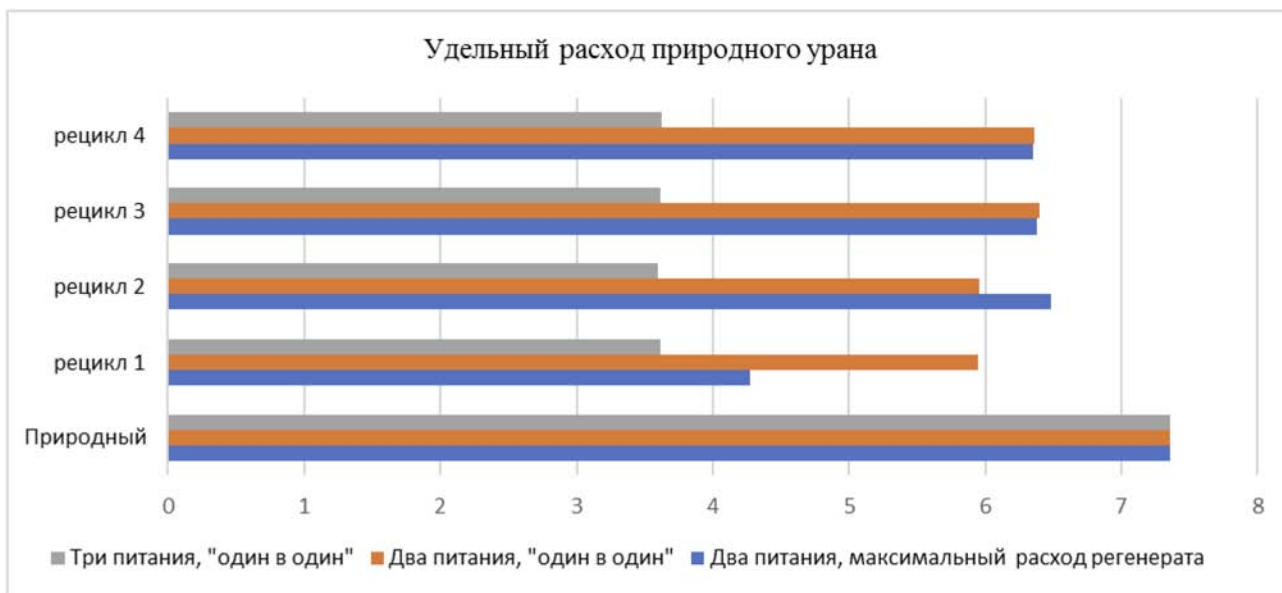
### Каскадные схемы в многократном рецикле регенерата

На рисунках 5-8 представлены зависимости удельных расхода природного урана, работы разделения, расхода регенерированного и обедненного урана, соответственно, при многократном рецикле регенерата в топливе ВВЭР-1000. Расчеты проведены для двух описанных выше стратегий.

В таблице 2 приведены результаты сравнения параметров каскадов с регенерированным ураном и каскада, реализующего прямое обогащение природного урана.



**Рис. 4.** Схема пятипоточного каскада для обогащения регенерированного урана ( $F_1, F_2, F_3$  - потоки обедненного, природного и регенерированного урана, соответственно;  $C_i^{F1}, C_i^{F2}, C_i^{F3}$  – концентрации компонентов в потоках  $F_1, F_2, F_3$ ; P и W – потоки отбора и отвала каскада с концентрациями  $C_i^P, C_i^W$ ).



**Рис. 5.** Удельные расходы природного урана в зависимости от числа рециклов для различных стратегий использования регенерата.

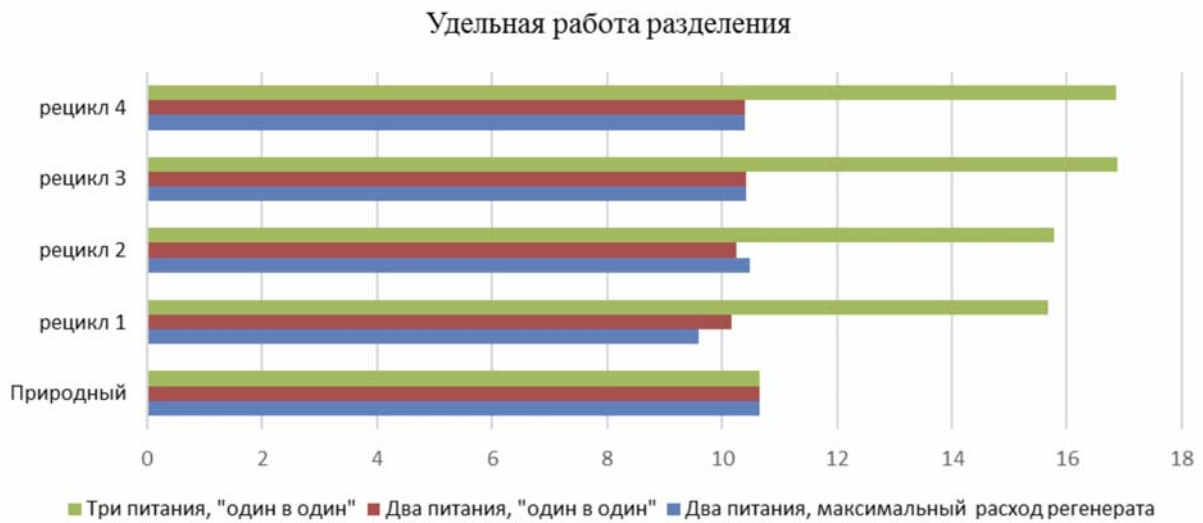


Рис. 6. Удельные расходы работы разделения в зависимости от числа рециклов для различных стратегий использования регенерата.

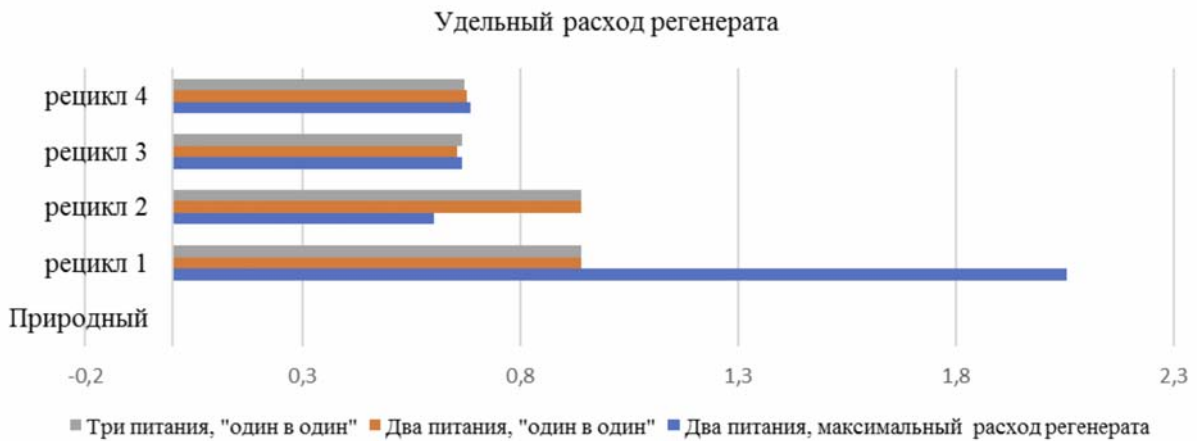


Рис. 7. Удельные расходы регенерированного урана в зависимости от числа рециклов для различных стратегий использования регенерата.



Рис. 8. Удельные расходы обедненного урана в зависимости от числа рециклов.

Таблица 2. Отклонения расходов природного урана и работы разделения от параметров каскада на природном уране (положительные значения – экономия, отрицательные – перерасход)

Рецикл	Два потока питания		Два потока питания «один в один»		Три потока питания «один в один»	
	Максимальный расход					
Расход	Природный уран	Работа разделения, %	Природный уран, %	Работа разделения, %	Природный уран, %	Работа разделения, %
1	41,96	9,81	19,15	4,47	50,90	-47,09
2	11,94	1,63	19,02	3,70	51,07	-48,11
3	13,33	2,16	13,11	2,10	50,90	-58,50
4	13,73	2,30	13,58	2,28	50,72	-58,22

Оценки, приведенные в таблице 2, иллюстрируют эффективность различных каскадных схем разделения изотопов, предназначенных для обогащения регенерированного урана. При реализации стратегии «один в один», когда для изготовления одной свежей ТВС используется регенерат только из одной ОТВС, полное использование регенерата возможно только на первых двух рециклах. Начиная с третьего рецикла, из-за ухудшения изотопного состава урана и наличия ограниченный полное использование регенерата становится невозможным и на складе остается некоторое количество неизрасходованного регенерата, который может быть загружен в другие реакторы, но с меньшей экономией природного урана. Тем не менее, за счет этой добавки, влияние которой можно отследить только при выполнении сценарного анализа, системный эффект экономии природного урана может быть выше, чем в таблице 2. В случае стратегии максимального использования регенерата его полное использование возможно вообще только на первом рецикле. Несмотря на то, что для самого реактора на первом рецикле наблюдается очень высокая экономия природного урана, следует иметь в виду, что этот эффект не носит системного характера, поскольку достигается за счет того, что в остальные реакторы регенерата попадает меньше, чем могло бы. Масштаб этого эффекта можно оценить только при выполнении сценарного анализа.

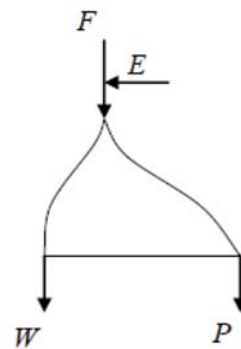
**Наиболее эффективной на всех рециклах** с точки зрения экономии природного урана оказывается каскадная схема с тремя потоками питания (природный уран, регенерат и обедненный уран), в которой для разбавления регенерата используется обедненный уран, что с одной стороны, позволяет решить проблему повторного использования отвалов разделительного производства и тем самым уменьшить остроту проблемы обращения с гексафторидом обедненного урана (ОГФУ). (В настоящее время для решения проблемы хранения ОГФУ строятся установки для его перевода в закись-окись.) С другой стороны, стабильная, более чем 50% экономия природного урана на каждом рецикле достигается за счет 50% перерасхода работы разделения (с третьего и четвертого рецикла – 60%). В принципе, схемы такого типа могут, теоретически, обеспечить любую степень экономии природного урана (в настоящей работе 50% выбрана для иллюстрации), но при выборе соотношения между затратами природного урана и работы разделения нужно также исходить из экономических критериев, а также учитывать, что это соотношение будет зависеть от параметров обедненного урана, в частности от остаточного содержания  $^{235}\text{U}$ , что говорит о том, что реализация подобных каскадных схем (а они могут быть использованы на существующих обогащательных заводах) потребует проведения инвентаризации запасов обедненного урана.

В заключении следует отметить, что на следующих стадиях работы настоящее исследование имеет смысл дополнить сценарным анализом, поскольку цифры, полученные в таблице 2 не носят системного характера, они скорее иллюстрируют возможности реакторов конкретного типа по использованию регенерата (частично выше об этом уже было сказано). При этом выделенный из ОЯТ плутоний, а также излишки регенерата в это время могут быть использованы в загрузке других реакторов, что в свою очередь, существенно увеличит системный эффект экономии природного урана по сравнению с величинами, приведенными в таблице 5.

## Повышение экономии природного урана при рецикле регенерата в составе РЕМИКС-топлива

Разрабатываемая в настоящее время технология РЕМИКС-топлива, подразумевает несколько вариантов совместного рецикла выделенных из ОЯТ ВВЭР регенерированного урана и плутония. В настоящей работе, для иллюстрации, рассмотрен только один вариант, и только этап первого рецикла. Все расчеты выполнены для содержания в отвале 0,1%.

Было рассчитано выгорание ТВС со средним обогащением 4,6% по изотопу  $^{235}\text{U}$ , также как и в первом случае, до выгорания 46,9 МВт×сут/кг U. Согласно технологии изготовления РЕМИКС-топлива, предполагается, что основная масса урана отделяется, но при этом 16,69 кг смеси урана и плутония остается неразделенной. Эта часть топлива сразу направляется в топливо. Содержание плутония в смеси – 4,45 кг. Оставшаяся часть урана, а именно, 423,3 кг регенерированного урана направляется для дообогащения в каскаде центрифуг. Расчеты показывают, что на первом рецикле весь регенерат, выделенный из одной ТВС может быть использован для изготовления одной ТВС (стратегия «один в один»). Из нейтронно-физических расчетов следует, что требуемый запас реактивности обеспечивается при условии, что регенерат будет дообогащен до 4,4%. Также из нейтронно-физических расчетов следует, что в том случае, если вместо дообогащенного регенерата для этой цели используется эквивалентная масса обогащенного урана, сделанного из природного, то такой уран должен иметь обогащение 4,22%. На изготовление этого урана расходуется 2852 кг природного урана. С учетом того, что на изготовление свежего топлива с обогащением 4,6% расходуется 3419,52 кг природного урана, экономия природного урана, обусловленная добавкой уран-плутониевой смеси составляет 16,6%. Однако вместо природного урана используется регенерат, что дает 29,4% суммарной экономии природного урана (расход природного урана составляет 2415,7 кг). Эти цифры получены для случая, когда для обогащения регенерата использовалась обычно применяемая в расчетах РЕМИКС-топлива каскадная схема со смешением на входе (рис. 9).



**Рис. 9.** Схема каскада со смешением на входе, F, E, P, W, – потоки питания природной смесью, регенератом, а также потоки отбора и отвала из каскада соответственно,  $C_i^F$ ,  $C_i^E$ ,  $C_i^W$ ,  $C_i^P$  – концентрации i-го компонента в потоках F, P, W, E соответственно

Применение для этой цели каскадной схемы с тремя потоками питания (рисунок 4) дает экономию 54,8 % за счет того, что в каскад кроме регенерата и природного

урана (расход природного урана 1545,9 кг) направлялся обедненный уран с остаточным содержанием 0,2%, взятый со склада в количестве 5140,4 кг (в предыдущие годы накоплено значительное количество отвального урана с большим разбросом остаточного содержания). Следует отметить, что это сопровождалось повышением работы разделения на 44,6% по сравнению с каскадом со смешением на входе. Поэтому выбор конкретных параметров каскадных схем ( в данном случае соотношения между потоками природного и обедненного урана на входе в каскад) будет зависеть от экономических ограничений.

В целом, результаты исследований показали, что даже на существующей технологической базе (рассмотренные в работе методы обогащения не требуют разработки новых центрифуг) за счет выбора соответствующей организации разделительного каскада можно существенно (в разы) повысить эффективность использования в реакторах типа ВВЭР-1000 регенерированного урана, причем в условиях многократного рецикла. Фактически задача эффективного использования регенерата – это задача выбора подходящей конфигурации разделительного каскада, чему последние 20 лет не уделялось должного внимания.

### Выводы

В работе выполнена оценка эффективности каскадных схем с разбавлением регенерированного урана для его многократного использования в топливном цикле реактора типа ВВЭР-1000 при соблюдении ограничений на содержание минорных изотопов урана. Для каскадов с двумя питаниями (природный уран и регенерат) и тремя питаниями (природный, регенерированный и обедненный уран) оценены удельные затраты работы разделения и расходы природного, обедненного и регенерированного урана и проведено сравнение данных параметров с соответствующими величинами для штатного каскада для обогащения природного урана.

Показано, что для регенерата из ОЯТ ВВЭР применение метода прямого обогащения приводит к нарушению ограничений по допустимому содержанию  $^{234}\text{U}$ , поэтому необходимы каскадные схемы с разбавлением регенерата.

Из анализа полученных результатов следует, что при многократном рецикле урана в топливе ВВЭР предпочтительным вариантом с точки зрения экономии природного урана оказывается схема каскада с тремя питаниями, поскольку ее использование позволяет добиться на любом рецикле экономии природного урана более 50%.

Следует отметить, что новые каскадные схемы позволяют задействовать в производстве ядерного топлива не только потенциал самого регенерата, но и отвального урана разделительных производств, который может выступать в качестве разбавителя четных изотопов урана. Хранение отвального урана требует обеспечения безопасности, пока не будет принято окончательное решение, что требует финансовых затрат. В настоящее время в мире не найдено широкого применения отвального урана, поэтому его запасы в виде отвального гексафторида урана постоянно растут. Вовлечение данного сырья в процесс дообогащения регенерата урана может существенно снизить динамику его накопления и увеличить экономию природного урана, тем самым сделав топливный цикл более эффективным.

### Список литературы

1. А.А. Орлов, А.В. Кравченко, Е.С. Титов, А.Я. Лебедев. Обзор перспективных методов рециркуляции урана в ядер-

но-топливном цикле – Известия высших учебных заведений. Физика. 2015, т. 58, № 2/2, с. 35–40.

2. Л.В. Матвеев, Э.М. Центер. «Уран-232 и его влияние на радиационную обстановку в ядерном топливном цикле». Москва, Энергоиздат, 1985 г. 72 с.

3. Радиационные аспекты использования регенерированного урана на ОАО «МСЗ» при производстве ядерного топлива. А.И. Кислов, А.А. Титов, А.М. Дмитриев, А.Е. Синцов. В журнале ядерная и радиационная безопасность, 2012, специальный выпуск.

4. Bernhardt H.A., Davis Jr.W., Shiflett C.H. Radiation Effects of Alpha Particles on Uranium Hexafluoride. The International Conference on Peaceful Uses of Atomic Energy. -Geneva, 1958.

5. А.В. Иванов. Технологическое обеспечение модифицирования оксидного ядерного топлива в заводских условиях. Материалы школы-конференции «Актуальные проблемы разработки и производства ядерного топлива», Москва 2010, стр. 76-93.

6. The French policy for spent fuel management. Proceeding of International Conference on Management of Spent Fuel from Nuclear Power Reactors, Vienna, Austria, 31 May – 4 June 2010.

7. R. Coulon. Recycling Benefits, Proceeding of International Conference on Management of Spent Fuel from Nuclear Power Reactors, Vienna, Austria, 31 May – 4 June 2010.

8. А.А. Dudnikov, V.A. Nevitsa, A.V. Chibinyayev, V.N. Proselkov, A.Yu. Smirnov, G.A. Sulaberidze, “Complex Approach to Study Physical Features of Uranium Multiple Recycling in Light Water Reactors”, *Proceeding of International Conference on Management of Spent Fuel from Nuclear Power Reactors*, Vienna, Austria, 31 May – 4 June 2010 (on CD-ROM). IAEA-CN-178/12-02.

9. G.A. Sulaberidze, V.D. Borisevich, Quanxin Xie, Quasi-ideal cascades with an additional flow for separation of multicomponent isotope mixtures, Theoretical Foundations of Chemical Engineering, Vol.40, No.1, pp.5-14, 2006.

10. А.Ю. Смирнов, Г.А. Сулаберидзе. Обогащение регенерированного урана с одновре-менным разбавлением  $^{232-236}\text{U}$  природным сырьем и отвальным ураном. – Атомная энергия, 2014, т. 117, вып. 1, с. 36–42.

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕНА В ПОЛОСТИ НАД РАСПЛАВОМ ПРИ ЕГО УДЕРЖАНИИ В КОРПУСЕ РЕАКТОРА ТИПА ВВЭР

*Каменская Д.Д., Валетов Д.К., Филиппов А.С.*

*Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, г. Москва*

### Введение

При тяжёлой аварии с разрушением активной зоны реактора формируется расплав активной зоны, который после разрушения её естественных границ, определяемых конструкцией реактора, перемещается вниз, в напорную камеру, вступая в контакт с корпусом. Существенную роль в тепловом воздействии расплава на конструкции играет тепловое излучение. Оно способно плавить стенки полости, заключающей в себе расплав (стены выгородки и блок защитных труб в активной зоне, стенки корпуса при перемещении расплава на днище), при этом уход тепла из расплава за счёт излучения уменьшает тепловой поток от расплава на его границах со стенками. Результатом служат общее увеличение массы расплава и изменение формы полости и толщины стенок. В случае удержания расплава на днище корпуса реактора, расплав от стенок, как предполагается, может образовывать дополнительный металлургический слой [1], [2]. В настоящее время в расчёт-

ных средствах, применяемых для моделирования взаимодействия расплава с конструкциями при тяжёлых авариях, за малым исключением, отсутствуют модели, позволяющие оценить 2D распределение потока тепла излучением на стенки непосредственно в расчёте тяжёлой аварии.

В настоящей работе рассматривается моделирование переноса тепла излучением в полости в расчетном коде HEFEST [5]. Уже существующая в HEFESTe модель переноса тепла излучением основана на лучевом приближении, формально пригодном только для случаев нулевых или малых оптических толщин газовой среды. Поскольку парциальное давление пара над расплавом на днище корпуса реактора может достигать порядка 2 атмосфер, газовая среда может быть оптически достаточно плотной для применения модели переноса излучения, основанной на диффузионном приближении [3], [4]. В частности, в расчетный код была внедрена модель, основанная на приближении Росселанда. В рамках этого подхода расчёт переноса тепла излучением в среде сводится к решению уравнения теплопроводности с коэффициентом, нелинейно зависящим от температуры.

В работе охарактеризованы подходы к моделированию теплового излучения в рамках кода HEFEST, приведены результаты проверки модели и результаты расчетов внутрикорпусного удержания расплава в реакторе ВВЭР-1000 при разных конфигурациях расплава и способах моделирования переноса тепла излучением. В расчетах внутрикорпусного удержания оценивается количество стали стенок корпуса, расплавленной при нагреве стенок корпуса излучением. Это представляет интерес при рассмотрении так называемой трехслойной конфигурации расслоения расплава на несмешивающиеся (оксиды и металлы) фазы: «тяжёлый металл» в самом низу (расплав стали с ураном), оксиды в среднем слое и «лёгкий металл» (сталь) сверху. Расчёт количества стали, наплавленной излучением, позволяет получить оценку объема верхнего слоя «лёгкого металла», перемещённого со стенок корпуса, что необходимо для корректного моделирования распределения потока тепла от всего расплава на корпус реактора.

### Теплообмен в полости над расплавом на днище корпуса реактора типа ВВЭР

В ходе разрушения и плавления элементов активной зоны (а.з.) в ней образуется бассейн расплава, который может занимать значительный объём. Тепловыделение в расплаве, приводящее к плавлению материала конструкций, его окружающих, служит основным фактором разрушения а.з. и её границ. После разрушения границ а.з., расплав частично вытекает, частично продолжает плавить материал а.з. Вытекающий тепловыделяющий расплав перемещается вниз, в напорную камеру реактора (НКР) и, после проплавления выгородки, на днище корпуса реактора. При применении концепции «внутрикорпусное удержание расплава а.з.» с целью предотвращения тяжелой аварии, наружная корпус реактора охлаждается водой. В расплаве происходит стратификация – он расслаивается на оксидную и металлическую фазы, и, при нормальном расслоении, металлический слой расплава находится над оксидным. В оксидной фазе сосредоточено около 90 % остаточного тепловыделения продуктов радиоактивного распада, часть тепла передается в выше лежащий металлический слой. С верхней границы данного слоя осуществляется перенос тепла излучением в образовавшуюся полость между расплавом и стенками корпуса.

Количество стали стенок корпуса, расплавленной при нагреве излучением, представляет интерес при рассмотрении так называемой трехслойной конфигурации, упомянутой во введении. Эта конфигурация активно обсуждается в зарубежной литературе, но корректные оценки размеров слоёв расплава практически отсутствуют. Образование данной конфигурации возможно на начальной фазе удержания расплава, при небольшой степени окисления, вследствие чего имеющийся в расплаве свободный уран переходит в металлический слой в достаточно большом количестве. Эксперименты МАСКА с инверсно расслоённым расплавом в окислительной среде показали, что такая конфигурация неравновесна и приходит со временем к нормальному расслоению. Но в течение нескольких часов она может существовать.

Степень эрозии стенок корпуса оценивается численно с помощью кода HEFEST, который моделирует вышеперечисленные процессы при удержании расплава в корпусе, включая теплообмен излучением. Существующая модель с использованием подходов лучевого приближения [6] и внедренная диффузионная модель охарактеризованы ниже.

### Моделирование переноса излучения в рамках лучевого подхода

Основное уравнение, решаемое в коде HEFEST, моделирующем тепловые процессы при взаимодействии расплава с конструкциями АЭС в процессе тяжелой аварии, это уравнение нестационарной нелинейной теплопроводности [5]. Коэффициенты уравнения, источники и начальные/граничные условия определяются исходя из физических моделей, внедрённых в расчётный код. Одна из групп таких моделей относится к лучистому теплообмену. Внутренний теплообмен излучением в полости общего вида в текущих версиях кода HEFEST рассматривается без учёта поглощения. Для моделирования теплообмена излучением между внутренними границами расчётной области предусмотрены следующие возможности (см. рис.1):

- Общая модель граничного теплообмена излучением в полости, использующая матрицу угловых коэффициентов излучения (УКИ), рассматриваемая далее.
- Упрощённое внутреннее граничное условие, использующее формулу для потока тепла  $F_{12}$  между соответствующими площадками параллельных границ 1 и 2 в узкой щели:

$$F_{12} = \sigma \varepsilon_{eff} (T_1^4 - T_2^4), \quad \varepsilon_{eff} = (1/\varepsilon_1 + 1/\varepsilon_2 - 1)^{-1}. \quad (1)$$

- Радиационное граничное условие, описывающее теплообмен стенки со средой «на бесконечности», имеющей заданную температуру, соответствующую условию (1), в котором  $T_1 = T(x,y)$  – заданная температура внешней среды,  $T_2$  – вычисляемая температура стенки.

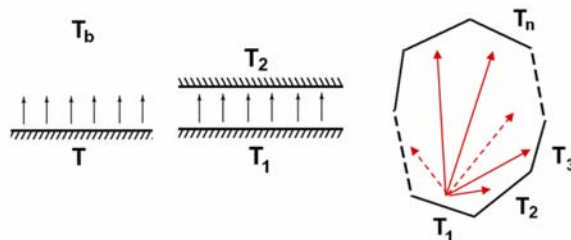


Рис. 1. К моделированию теплообмена излучением.

### Теплообмен излучением в полости общей формы

В общей модели учитывается взаиморасположение площадок полости и их метрические/излучательные характеристики. Не учитывается, или трактуется упрощённо, следующее:

- не учитывается поглощение излучения в объёме газа;
- конфигурация материала в УЛР моделируется упрощённо. Геометрия стенок полости описывается в рамках двумерной конечно-элементной модели, с которой работает HEFEST;
- угловое распределение излучения считается диффузным, используется модель «серого» тела, т.е. не учитывается спектральный состав излучения.

В общей форме лучистый теплообмен в неоднородно нагретой прозрачной полости моделируется через матрицу УКИ элементарных площадок, образующих внутреннюю поверхность полости [7], [8]. В КЭ-модели расчётной области поверхность полости, являющейся внутренней границей, разбита конечными элементами на площадки, вершины которых являются узлами конечноэлементного разбиения. Для каждой пары площадок 1 и 2 вводится угловой коэффициент излучения:

$$f_{12} = \frac{Q_{12}}{Q_1}, \quad f_{21} = \frac{Q_{21}}{Q_2}, \quad (2)$$

где  $Q_{21}$  — энергия излучения, попадающая с площадки 2 на площадку 1,  $Q_2$  — энергия, излучаемая площадкой 2, остальные обозначения симметричны. В расчетной методике теплообмен излучением в полости может быть сведен к граничным условиям 3-го рода, зависящим от куба температуры.

Поверхность замкнутой полости разбита на  $N$  площадок. Если полость частично открыта, на открытой части вводятся фиктивные границы с заданной температурой, имитирующие внешнее окружение. В балансе теплообмена излучением участвуют конечные элементы, примыкающие к границе. Для постановки граничных условий теплообмена излучением между площадками полости строится выражение для плотности потока лучистой энергии на каждом из  $N$  элементов поверхности, в зависимости от положения и температуры остальных. Баланс энергии излучения на ед. площади  $j$ -ой площадки складывается из испускаемой и поглощаемой лучистой энергии:

$$q_j = \varepsilon_j \sigma_B T_j^4 - \alpha_j I_j \quad (3)$$

где  $I_j$  — суммарный поток излучения от остальных площадок на  $j$ -ю,  $\alpha_j$  — коэффициент поглощения поверхности  $j$ -й площадки,  $\varepsilon_j$  — испускательная способность площадки. В условиях термодинамического равновесия  $\varepsilon_j = \alpha_j$ . Эффективное излучение  $R_k = Q_k/S_k$ , исходящее с ед. площади  $k$ -ой площадки, складывается из испущенного и отражённого:

$$R_k = \varepsilon_k \sigma_B T_k^4 + \rho_k I_k \quad (4)$$

где  $\rho_k = 1 - \alpha_k$  — коэффициент отражения поверхности площадки.

Поток излучения от всех площадок на единицу площади одной площадки с номером  $k$ :

$$I_k = \sum_{i=1}^N f_{ki} R_i \quad (5)$$

После подстановки этого выражения в (3) получается  $N$  уравнений с  $N$  неизвестными величинами лучи-

стых потоков энергии с площадок  $R_j$ , после решения которых определяются  $I_k$ . В итоге внутренний теплообмен описывается граничным условием 3-го рода, связывающим линеаризованный лучистый поток тепла  $q_k$  и температуру  $T_k$ :

$$\begin{aligned} q_k &= 4\varepsilon_k \sigma_B T_{0k}^3 T_k - (3\varepsilon_k \sigma_B T_{0k}^4 - \varepsilon_k I_k) = \\ &= 4\varepsilon_k \sigma_B T_{0k}^3 \left( T_k - \frac{3\sigma_B T_{0k}^4 - I_k}{4\sigma_B T_{0k}^3} \right) \equiv H_k (T_k - T_{eff}) \cdot (6) \end{aligned}$$

Матрица коэффициентов  $f_{ij}$  (2) берётся извне, или, в случае кусочно-цилиндрической области, строится в HEFESTe. При изменении граничных условий матрица пересчитывается. Модель прошла верификацию на простейших аналитических тестах [9] и кросс-верификацию с помощью CFD [4].

### Диффузионная модель в приближении Росселанда

В случае, когда в рассматриваемом спектральном интервале длина пробега излучения мала относительно характерных размеров, локальная плотность потока излучения выражается через градиент плотности потока чернотельного излучения. Получающееся при этом уравнение Росселанда (см. [7]) используется в форме, пригодной для решения уравнения энергии [10], сводящегося в отсутствии движения к уравнению теплопроводности:

$$q_e = -16\sigma_B n^2 G T^3 \nabla T. \quad (7)$$

Здесь показатель преломления в газе  $n = 1$ , коэффициент  $G$  в пренебрежении рассеянием —

$$G = 1/3a, \quad (8)$$

где  $a$  — коэффициент поглощения в среде. Полный поток тепла в данной точке пространства  $q(x,y)$  равен сумме потоков молекулярного и лучистого теплопереноса

$$q = q_c + q_e = -(\lambda_c + \lambda_e) \nabla T, \quad \lambda_e = 16\sigma_B n^2 T^3 / 3a, \quad (9)$$

и, таким образом, в диффузионном приближении лучистый теплоперенос в газе неотделим от молекулярного: коэффициент  $\lambda_e$  добавляется к коэффициенту  $\lambda_c$  молекулярной теплопроводности газа. Это позволяет сделать модель переноса излучения в диффузионном приближении «сквозной». Проблемы возникают только с областью применимости подхода и заданием граничных условий на изменяющихся границах полости, включая поверхность расплава, которая поднимается вверх, вбирая приходящий материал.

Модель была проверена путём кросс-верификации с аналогичной моделью в коммерческом CFD коде ANSYS FLUENT. Сравнивались решения тестовой задачи, приведённой в [4], о теплообмене в нагретой полости со ступенчатыми границами.

### Численный расчет удержания расплава а.з. в корпусе реактора типа ВВЭР-1000

#### Расчетная схема

Моделирование расплава в корпусе реактора рассматривалась с упрощёнными начальными условиями. На рис. 2 и рис. 3 представлен общий вид моделируемой

части реактора и геометрия МКЭ разбиения расчетной области, которая использовалась для расчетов взаимодействия расплава с корпусом реактора ВВЭР-1000. Сетка содержала 15633 конечных элемента, включая корпус реактора и область расплава. Расплавы материалов активной зоны помещались в заданную подобласть при начальных температурах металлического и оксидного слоёв 2200 К и 2900 К, соответственно.

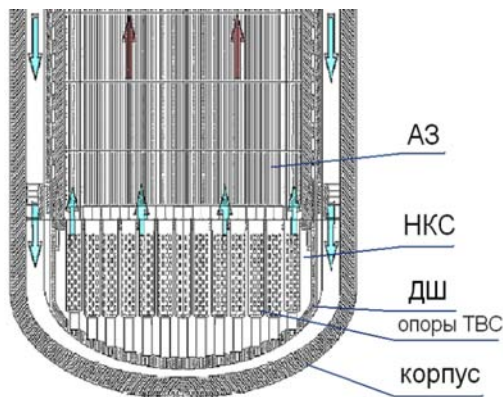


Рис.2 .Общий вид моделируемой части реактора

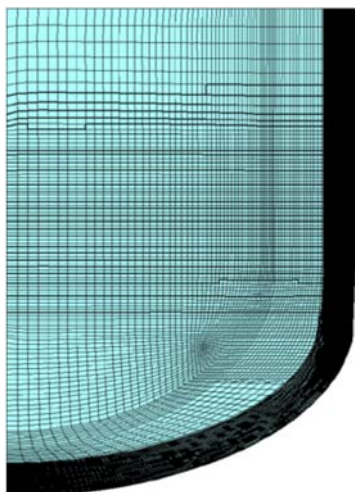


Рис. 3. Расчетная область моделирования взаимодействия расплава с корпусом реактора

### Постановка задачи

Для оценки возможности и степени плавления стенки корпуса и образования 3-х слойного расплава и сравнительного анализа характеристик диффузионной модели переноса тепла излучением была выполнена серия модельных расчетов внутрикорпусного удержания расплава а.з. при нормальном (оксиды под металлами) и инверсном расположениях слоев расплава. Время начала поступления расплава из активной зоны взято из прототипного расчета тяжелой аварии. Полагалось, что почти весь материал а.з. перемещается вниз, поэтому получаемые значения масс компонентов материала а.з. и времена событий близки к предельно интенсивным. В два этапа внутрь днища корпуса помещался расплав с составом:  $UO_2$  – 80 т,  $ZrO_2$  – 8 т,  $Zr$  – 20 т, сталь – 38 т. Температуры оксидного и металлического слоев:  $T_o = 2800$  К,  $T_M = 2200$  К. Полное тепловыделение в расплаве – 28,0 МВт.

В расчётах моделируются следующие процессы:

- поступление материала на днище корпуса реактора;
- взаимодействие расплава со стальной стенкой;

- нормальное и инверсное расслоение расплава;
- конвективный теплообмен в слоях;
- перенос тепла излучением в полости над расплавом. Рассчитанные квазистационарные состояния показаны на рисунках 4 и 5.

Цели проведенных расчётов:

- проанализировать влияние характера расслоения расплава и оценить количество наплавленной стали корпуса реактора;
- исследовать зависимость результата от параметров диффузионной модели;
- провести аналогичный расчёт по лучевой модели и сравнить результаты.

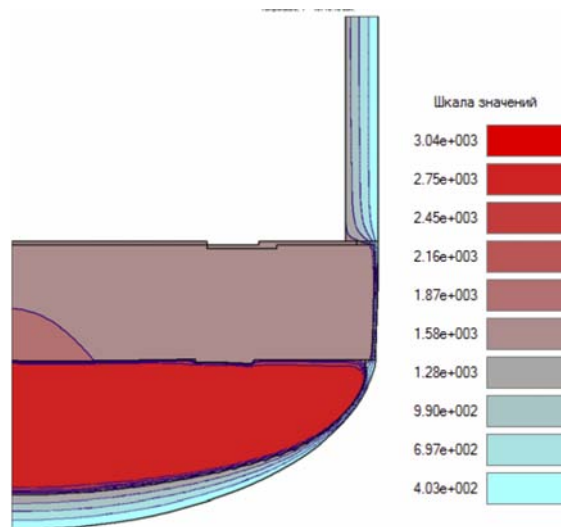


Рис. 4. Квазистационарная температура расслоённого расплава на днище корпуса при нормальном расслоении

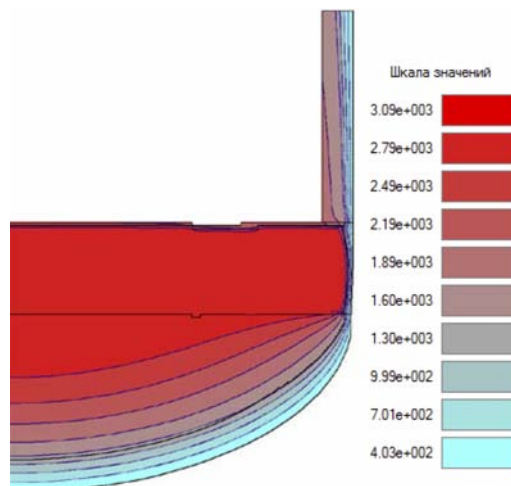


Рис. 5. Квазистационарная температура расслоённого расплава на днище корпуса при инверсном расслоении

Граничные и начальные условия в расчетах задавались следующим образом:

- Водоохлаждение на наружной границе корпуса моделировалось граничным условием 3-го рода с коэффициентом теплоотдачи  $40 \text{ кВт/м}^2\text{К}$  и граничной температурой 400К.
- Верхняя горизонтальная граница расчётной области, имитирующая разрушенную расплавом активную зону реактора, находится при  $T=1600$  К. Степень черноты на всех границах равна 0,8.
- Исходная температура 400К.

Условия на внутренних границах полости, как отмечалось выше, в расчётах с лучевой моделью соответствовали модели и уравнению (6), в расчётах с диффузионной моделью ставились на основе условия, аналогичного уравнению (1) с приведёнными коэффициентами.

### Результаты расчётов

На рисунках 6 и 7 приведено поле температур для расчетов с лучевой и диффузионной моделью переноса тепла излучением при учете нормальной стратификации расплава. Как видно из расположения изотермы температуры  $T=1700$  К, стальная стенка над уровнем

расплава практически не плавится, следовательно, при такой конфигурации слоев расплава мало вероятна 3-х слойная конфигурация.

Распределение температуры в стальной стенке над расплавом в расчетах при инверсном расслоении расплава с оксидным слоем над металлическим приведено на рисунках 8 и 9. Красный цвет отвечает расплавленной части материала. В расчёте эта область расплава на стенке инактивировалась, т.е. её характеристики отвечали газу, что отвечает удалению расплава. Перемещение (стекание) этого расплава на оксидный слой в описываемых расчётах не моделировалось.

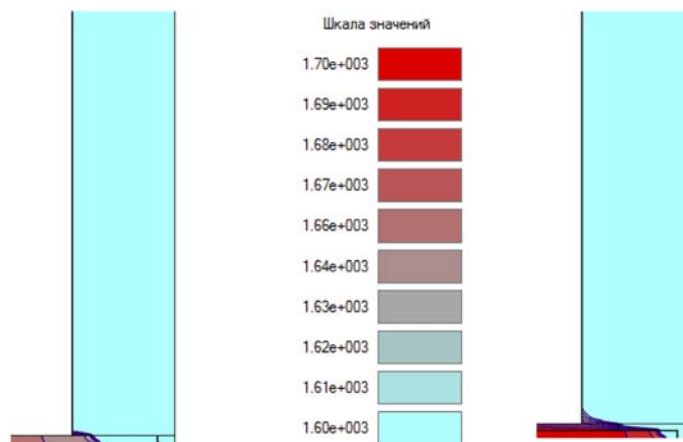


Рис. 6. Распределение стационарной температуры в расчете по лучевой модели

Рис. 7. Распределение стационарной температуры в расчете по диффузионной модели



Рис. 8. Распределение стационарной температуры в расчете по лучевой модели

Рис. 9. Распределение стационарной температуры в расчете по диффузионной модели

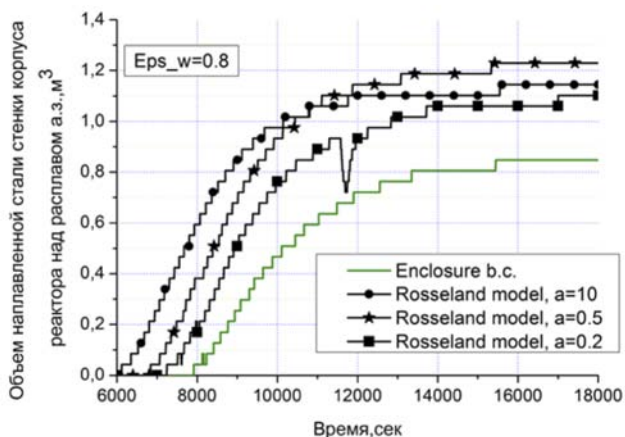


Рис. 10. Зависимость от времени объема расплавленной стали стенки корпуса над расплавом в расчетах по двум моделям переноса тепла излучением

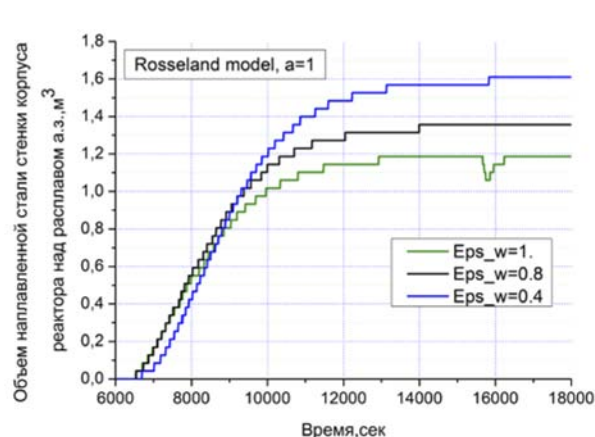


Рис. 11. Влияние эффективной степени черноты среды на объем расплавленной стали стенки корпуса



Как видно из сравнения полей температур, приведенных на рисунке 10, скорость эрозии стальной стенки корпуса над расплавом оказывается большей в диффузионной модели. Различие между моделями ожидаемо, и связано с различием механизма теплопередачи — это прямой поток тепла от площадки к площадке в первом случае, и контактный механизм, от слоя к слою, в случае диффузии излучения. Существенный вклад в рассчитываемый теплообмен вносят условия вида (1) на границе газа и стенки, которые корректны только в случае высокой оптической плотности среды. Таким образом, расчёт по лучевой модели не может быть средством контроля расчёта по диффузионной модели, и здесь требуются проверки по более точной модели, например, P1. Для приближённых оценок пригодны оба метода, дающие в данном случае нижнюю и верхнюю грань по интегральному потоку тепла излучением на стенку. Существенную роль в этом играют коэффициенты модели излучения.

С целью определения степени влияния свойств газовой среды на теплоперенос в модели Росселанда были проведены серии расчетов с вариацией коэффициента поглощения газа — от 0.2 до 10.0, и с вариацией эффективной степени черноты — от 0.4 до 1.0. Результаты расчетов представлены на рисунках 10 и 11. Наиболее значимым параметром является эффективная степень черноты, которая оказывает влияние на скачок температуры у стенки.

Оценка количества расплавленной стали по двум моделям переноса тепла излучением в газовой полости над расплавом показала, что масса стали варьируется от 6 до 13 тонн, следовательно может образоваться верхний металлический слой над расплавом толщиной от 6 до 14 см. Этот слой увеличивает эффективную толщину верхнего слоя расплава, что в целом уменьшает максимум потока тепла на стенку.

## Выводы

В данной работе описана реализации моделей теплообмена излучением в полости, внедрённых в код HEFEST: существующей, отнованной на лучевом приближении, и новой, основанной на приближении Росселанда. Выполнены расчёт модельной задачи об удержании расплава в охлаждаемом корпусе реактора ВВЭР-1000 в случаях нормального и инверсного расслоения расплава. При нормальном расслоении воздействие близко к нулю, при инверсном расслоении вероятно подплавление стенки над расплавом. Проведена оценка количества стали стенок корпуса, наплавленной при нагреве излучением с поверхности расплава. Расчеты были проведены с применением двух подходов к моделированию излучения в газовой полости: лучевой и диффузионный. Результаты по обоим подходам показали, что эффективная высота слоя расплавленной стали стенки корпуса, перемещённой на поверхность расплава, находится в пределах 10-15 см, т.е. достаточно мала.

## Список литературы

1. P. Tusheva, E. Altstadt, H.-G. Willschitz, E. Fridman, F.-P. Wei. Investigations on in-vessel melt retention by external cooling for a generic VVER-1000 reactor. *Annals of Nuclear Energy* 75 (2015) 249–260
2. ERMSAR 2008. 3rd European Review Meeting on Severe Accident Research. September 23 – September 25, 2008 – Nesseber (Bulgaria)
3. Р.Зигель, Дж. Хауэлл. Теплообмен излучением. М.Мир, 1975

4. R. Siegel, J.R Howell. Thermal radiation heat transfer, Third Edition, Hemisphere, 1992

5. Филиппов А.С., Дробышевский Н.И., Киселёв А.Е., Стрижов В.Ф., Фокин А.Л. СОКРАТ/HEFEST: модели взаимодействия расплава активной зоны ВВЭР с конструкциями реактора при тяжёлой аварии. *Известия РАН, Энергетика*, 3, 2010, стр.4-24

6. 2012. ANSYS, Inc., ANSYS FLUENT Theory Guide, Release 14.5.

7. Н.М.Галин, П.Л.Кириллов. Теплообмен (в ядерной энергетике). Энергоатомиздат, М., 1987.

8. A.S. Filippov, S.Yu. Grigoryev, O.V. Tarasov. On the possible role of thermal radiation in containment thermal-hydraulics experiments by the example of CFD analysis of TOSQAN T114 air-He test. *Nucl. Eng. Des.* 310 (2016) 175-186

9. У3 Сидоров А.С., Недорезов А.Б., Рогов М.Ф., Новак В.П., Кухтевич И.В., Безлепкин В.В., Хабенский В.Б., Грановский В.С., Бешта С.В., Асмолов В.Г., Ефанов А.Д., Калыкин С.Г. Устройство локализации расплава Тяньваньской АЭС. Конструкция и функционирование // Вопросы безопасности АЭС с ВВЭР. Труды научно-практического семинара, Санкт-Петербург, 12-14 сентября 2000 г.

10. А.С. Сидоров. Устройство локализации расплава для АЭС с ВВЭР-1200. 7-я МНТК «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», Подольск, РФ, 17-20 мая 2011 г.

## МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАСЧЕТНОГО ОБОСНОВАНИЯ ПОСТАНОВКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ТВС С НИТРИДНЫМ ТОПЛИВОМ В РЕАКТОР БН-600

*Алексеев П.Н., Невиница В.А., Фомиченко П.А. Национальный Исследовательский Центр Курчатовский Институт (НИЦ КИ), Москва,*

*Белов С.Б., Марова Е.В., Фаракишин М.Р., Радионичева А.А.*

*АО «Опытное Конструкторское Бюро Машиностроения им И.И.Африкантова», Нижний Новгород*

В работе выполнена оценка точности программного комплекса JARFR [1] применительно к расчету нейтронно-физических характеристик экспериментальных ТВС с нитридным уран-плутониевым топливом (СНУП-топливо), предназначенных для постановки в реактор БН-600. Подобного сорта оценка была необходима при подготовке верификационного отчета, обосновывающего изменения аттестационного паспорта программного средства. Сами же экспериментальные ТВС предназначались для реакторных и послереакторных испытаний твэлов реакторов типа БН-1200 и БРЕСТ.

Главная сложность верификации состояла в том, что на момент проведения расчетов в активную зону реактора БН-600 не было установлено ни одной полностью нитридной ТВС, а установленные комбинированные ТВС (содержащие 4 нитридных твэла) еще находились в процессе облучения и по ним отсутствовали данные послереакторных испытаний. Поэтому оценка точности расчета могла быть выполнена как путем кросс-верификации (сравнением с результатами расчета, выполненными по другой программе), так и моделированием на критическом стенде. Валидация программных средств в этих условиях, в принципе, возможна только

при условии экспериментального моделирования на критическом стенде. Поэтому верификация программного комплекса JARFR для постановки в активную зону БН-600 ЭТВС с нитридным топливом выполнялась в два этапа.

На первом этапе были проведены расчеты предложенной ГНЦ РФ ФЭИ тестовой модели реактора БН-600 с 12 ЭТВС с нитридным топливом (СНУП), причем каждая из ТВС со СНУП-топливом находилась в окружении ТВС из диоксида урана, что соответствовало реальным условиям постановки ЭТВС. Расчеты выполнялись параллельно в ГНЦ РФ ФЭИ (с использованием программного комплекса TRIGEX [2]) и НИЦ КИ (с использованием программного комплекса JARFR [1]).

Результаты кросс-верификации на втором этапе были дополнены результатами валидации на экспериментальных данных, полученных в ГНЦ РФ ФЭИ на критическом стенде БФС. В ходе экспериментов моделировалась ситуация с постановкой единичного макета с нитридным топливом в активную зону из диоксида урана.

### Расчеты тестовой модели БН-600 с нитридными ЭТВС

Основа для тестовой модели была подготовлена ОКБМ с использованием проектного варианта активной зоны БН-600-01М2 и соответствовала состоянию на начало микрокампании в установившемся режиме равномерно-частичных перегрузок. Базовая модель была далее модифицирована в ФЭИ таким образом, чтобы условия облучения нитридных сборок в БН-600 должны быть близки к условиям, которые были бы в БН-1200 и БРЕСТ, и учитывалось бы влияние количества экспериментальных нитридных сборок на соблюдение проектных характеристик БН-600.

От проектной загрузки результирующая модель отличается наличием 12 экспериментальных сборок со СНУП-топливом, а именно, шести ЭТВС типа БН-1200 с твэлами диаметром 9,3 мм (устанавливаются в ЗБО), и шести ЭТВС типа БРЕСТ с твэлами диаметром 9,7 мм (устанавливаются в 1-й ряд бокового экрана). В расчетах предполагался учет индивидуальных условий облучения каждой ЭТВС.

Картограмма расчетной модели БН-600 с шестью ЭТВС-4 (содержащими твэлы реактора типа БН-1200) и с шестью ЭТВС-5 (содержащими твэлы реактора типа БРЕСТ), расположение и нумерация экспериментальных сборок показана на Рис. 1.

Облучение ЭТВС рассчитывается в течение 4-х микрокампаний (МКК) для ЭТВС типа БН-1200 и 5-ти МКК для ЭТВС типа БРЕСТ.

Облучение нитридного топлива моделировалось следующим образом:

- рассчитывается выгорание всей активной зоны в течение одной микрокампании;
- для расчета следующей микрокампании составы всех штатных сборок сохраняются такими же, как и при расчете первой микрокампании, но на место ЭТВС ставятся составы, полученные после расчета первой микрокампании, после чего расчет выгорания повторяется;

- процедура повторяется 5 раз, при этом при расчете пятой микрокампании на место выгоревших ЭТВС-4 подставляются составы свежих ЭТВС того же типа.

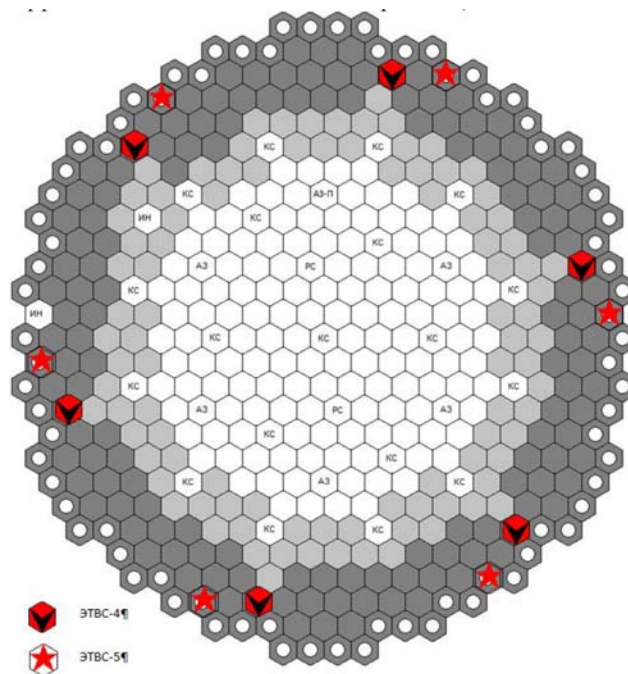


Рис. 1. Картограмма тестовой модели БН-600 с нитридными ЭТВС

Функционалы, подлежащие кросс-верификации, отражают условия облучения СНУП-топлива:

- мощность (МВт) или максимальная локальная теплотнапряженность (кВт/м)
- максимальное выгорание топлива (% т.а.)
- максимальная повреждающая доза оболочек твэл (сна)

В таблице 1 приведена обобщающая сравнительная оценка максимальных по сборке значений дозы для ЭТВС-4. Там же приведены максимальные и средние выгорания по ЭТВС-4, а также сравнение величин со значениями, рассчитанными по программам TRIGEX и ГЕФЕСТ.

Таким образом, следует отметить, что для таких характеристик как максимальная повреждающая доза (см. таблицу 1) и мощность ТВС (см. таблицу 3) отклонения расчетных значений, полученных по программе JARFR, от кода TRIGEX нигде не превышают погрешностей, зафиксированных в аттестационном паспорте программного средства.

В таблице 2 приведена обобщающая оценка максимальных по сборке значений дозы для ЭТВС-5. Там же приведены максимальные и средние выгорания по ЭТВС-5.

Следует отметить, что для таких характеристик как максимальная повреждающая доза (см. таблицу 2) и мощность ТВС (см. таблицу 3) величины отклонений расчетных значений для ЭТВС-5, полученные по программе JARFR, нигде не превышают погрешностей, зафиксированных в аттестационном паспорте программного средства JARFR.

**Таблица 1.** Параметры ЭТВС-4 после четырех микрокампаний

Характеристика ТВС	Обозначение в картограмме					
	27	28	29	30	31	32
Максимальная повреждающая доза, JARFR, с.н.а.	61,99	58,10	63,00	61,15	61,97	61,99
Максимальная повреждающая доза, TRIGEX, с.н.а.	60,27	56,35	61,46	59,52	60,44	60,50
(Т-Ј)/Ј, %	-2,8	-3,0	-2,4	-2,7	-2,5	-2,4
Максимальное выгорание, JARFR, % т.а.	4,41	4,13	4,48	4,35	4,41	4,41
Максимальное выгорание, TRIGEX, % т.а.	4,46	4,17	4,55	4,41	4,47	4,47
(Т-Ј)/Ј, %	1,1	1,0	1,6	1,4	1,4	1,4
Среднее выгорание, JARFR, % т.а.	3,78	3,53	3,83	3,72	3,77	3,78
Среднее выгорание, TRIGEX, % т.а.	3,80	3,55	3,88	3,75	3,81	3,81
(Т-Ј)/Ј, %	0,5	0,5	1,2	0,7	1,0	0,9

**Таблица 2.** Параметры ЭТВС-5 после пяти микрокампаний

Характеристика ТВС	Обозначение в картограмме					
	33	34	35	36	37	38
Максимальная повреждающая доза, JARFR, с.н.а.	60,57	58,23	61,15	58,65	60,30	60,05
Максимальная повреждающая доза, TRIGEX, с.н.а.	62,37	59,81	63,17	60,47	62,26	62,01
(Т-Ј)/Ј, %	2,9	2,7	3,3	3,1	3,2	3,3
Максимальное выгорание, JARFR, % т.а.	3,95	3,78	4,0	3,87	3,94	3,92
Максимальное выгорание, TRIGEX, % т.а.	4,02	3,82	4,08	3,94	4,01	3,99
(Т-Ј)/Ј, %	1,7	1,2	2,0	1,9	1,7	1,9
Среднее выгорание, JARFR, % т.а.	3,06	2,93	3,10	2,99	3,05	3,03
Среднее выгорание, TRIGEX, % т.а.	3,10	2,95	3,16	3,04	3,10	3,08
(Т-Ј)/Ј, %	1,3	0,9	2,0	1,7	1,7	1,6

**Таблица 3.** Мощности ЭТВС-4 и ЭТВС-5 на момент начала микрокампании

ЭТВС-4						
Позиция в картограмме	27	28	29	30	31	32
JARFR (J), МВт	1,85	1,73	1,88	1,83	1,85	1,85
TRIGEX (T), МВт	1,84	1,72	1,88	1,82	1,85	1,85
(Т-Ј)/Ј, %	-0,5	-0,6	0,0	-0,6	0,0	0,0
ЭТВС-5						
Позиция в картограмме	33	34	35	36	37	38
JARFR (J), МВт	1,67	1,60	1,70	1,64	1,67	1,66
TRIGEX (T), МВт	1,67	1,59	1,71	1,64	1,67	1,66
(Т-Ј)/Ј, %	0,0	-0,6	0,6	0,0	0,0	0,0

### Эксперименты на стенде БФС с нитридным топливом

Начальный этап верификации комплекса JARFR для нейтронно-физических расчетов реакторов типа БН с нитридным топливом проводился при выполнении расчетного анализа экспериментов на критическом стенде БФС. В ходе эксперимента было исследовано влияние постановки макета ТВС с нитридным топливом на распределение полей скоростей реакций деления. Исходные данные для моделирования критической сборки стенда БФС и результаты измерений были предоставлены ГНЦ РФ ФЭИ.

На критическом стенде БФС-2 в ГНЦ РФ ФЭИ была собрана критическая конфигурация модели быстрого натриевого реактора с окисным топливом, фрагмент сборки представлен на Рис. 2.

Исследуемая часть активной зоны состоит из макетов ТВС с окисным урановым топливом и с нижним

и верхним торцевыми отражателями из диоксида обедненного урана.

Макеты ТВС бокового экрана, окружающие стальной отражатель, собраны из стальных труб с двуокисью обедненного урана.

Каждый из макетов ТВС представляет из себя трубу стенда БФС, заполненную таблетками или блочками с материалами основных компонент топлива, теплоносителя, конструкционных материалов и т.п.

В периферийной части активной зоны была осуществлена последовательная замена труб стенда (ТС) с диоксидом урана на ТС с нитридом урана, а затем на ТС с нитридом плутония.

Измерения проводились на трех конфигурациях критической сборки.

Первая конфигурация - базовая, т.е. в данной конфигурации отсутствовал макет, имитирующий ТВС с нитридным топливом. Вторая конфигурация критической сборки отличалась от первой тем, в периферийной зоне

в четырех ТС во всех ячейках активной зоны блочки двуокиси обедненного урана были заменены на блочки монокрида урана, и таким образом, была смоделирована постановка ТВС с топливом из нитрида урана. Третья конфигурация критической сборки отличалась от второй тем, что вместо четырех ТС с нитридом урана в те же позиции были установлены ТС аналогичные ТС плутониевой центральной зоны, в которых во всех ячейках активной зоны блочки двуокиси обедненного урана были заменены на блочки монокрида урана, и, таким образом, была смоделирована постановка ТВС с топливом из нитрида плутония.

На всех конфигурациях были выполнены измерения радиального распределения скоростей реакций деления  $^{235}\text{U}$ ,  $^{238}\text{U}$ ,  $^{239}\text{Pu}$  в направлении от трубы 84/150л до трубы 148/150л на высоте, соответствующей медианной плоскости активной зоны, и аксиальные распределения в около трубы 112/150л, нормированные на значение в центральной плоскости (1400 мм от опоры хвостовика внутри трубы). Измерения скоростей реакций деления проводились в межтрубном пространстве. Индекс «л» возле номера трубы указывает на то, что местом проведения измерений был левый зазор.

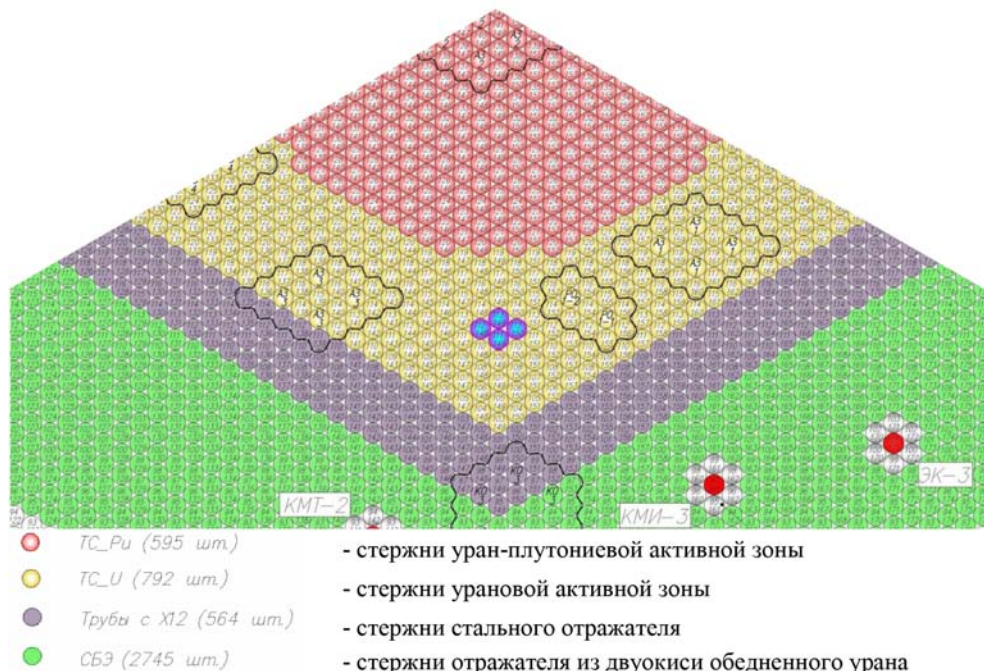


Рис. 2. Фрагмент картограммы критической сборки стенда БФС с установленными ТС с нитридным топливом (синим цветом выделены позиции ТС с нитридным топливом).

Органы СУЗ реактора в указанной конфигурации стенда БФС не моделировались, поэтому в расчетной модели они также отсутствуют.

Результаты сопоставления рассчитанных и измеренных аксиальных распределений скоростей реакций деления (Рис. 3-4) говорят о том, что в пределах активной зоны отклонение рассчитанных величин от экспериментальных лишь в единичных точках превышает 2%, достигая в случае U-235 или Pu-239 3% и 4-5% в случае U-238.

В зонах отражателя из диоксида обедненного урана величины отклонений скоростей деления U-235 и Pu-239 от эксперимента плавно растут от 2% на границе с активной зоной до 3-4% в средней части торцевого экрана, 6-10% вблизи границы со стальным подпором в нижней части сборки (на максимальном удалении от активной зоны).

В случае нижнего торцевого экрана, отклонения скоростей реакций деления постепенно растут от 3% при переходе к середине экрана до 5-7%, достигая 10-20% на границе со стальным подпором. Следует, однако, отметить, что сами рассчитанные и измеренные значения в этих точках невелики и их разница по абсолютной величине в целом незначительна. Как видно из рис. 3-4, на которых кроме расчетных и экспериментальных зна-

чений скоростей реакций деления показаны также экспериментальные погрешности, расчетные значения, за исключением некоторых точек, практически не выходят за пределы экспериментальных погрешностей.

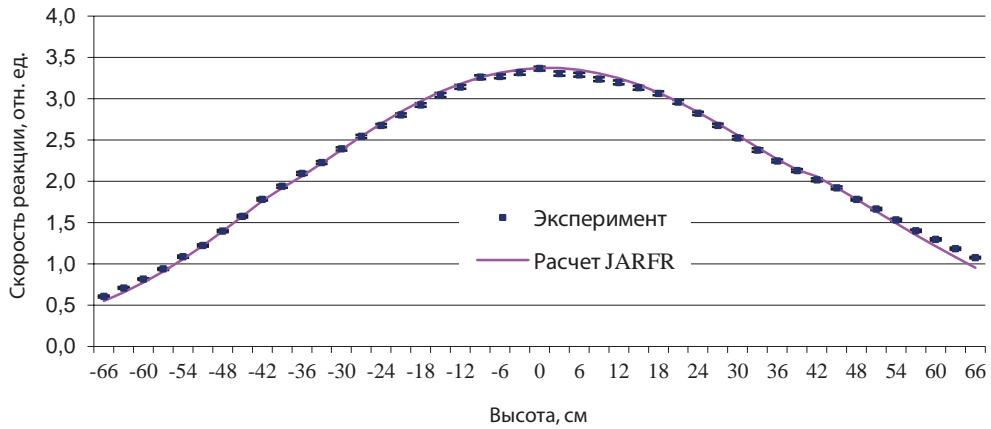
Результаты расчета радиальных распределений скоростей реакций деления приведены на Рис. 5-6.

Для радиальных распределений скоростей реакций деления (Рис. 5-6) отклонение рассчитанных значений от экспериментальных в пределах активной зоны не превышает 2% за исключением граничных точек, где величины отклонений составляют 2-4%. Таким образом, результаты расчета радиальных распределений скоростей реакций деления в целом подтверждают оценки точности расчета, сделанные при анализе аксиальных распределений.

Следует отметить, что постановка макета ТВС с нитридом урана, а затем с нитридом плутония никак не сказалась на точности расчета скоростей реакций деления, что позволяет утверждать, что нет необходимости пересматривать заявленные в паспорте точности расчета мощности ТВС и линейной нагрузки.

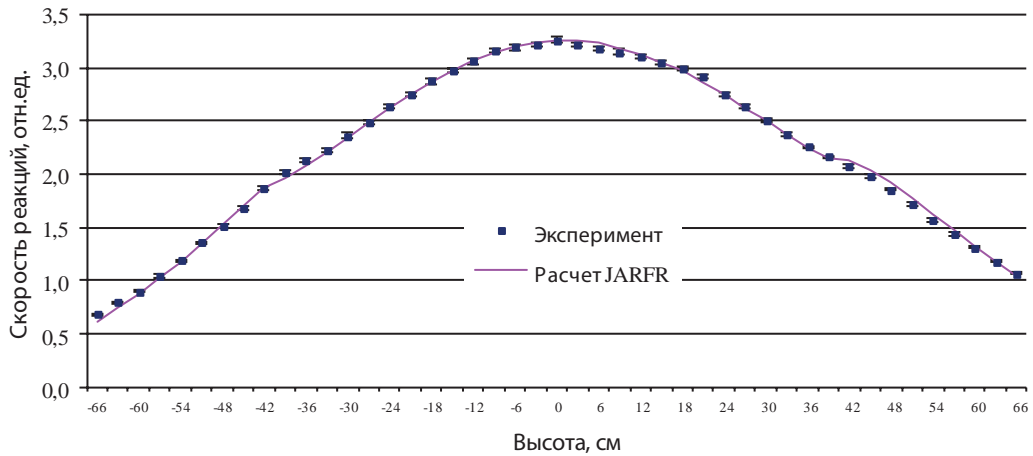
Более того, как видно на Рис.5 и Рис.6, постановка макета ТВС с нитридом плутония, практически не вносит возмущения в распределение полей скоростей реакций деления.

Распределение скорости реакции деления Pu-239 в макете ТВС с  $UO_2$



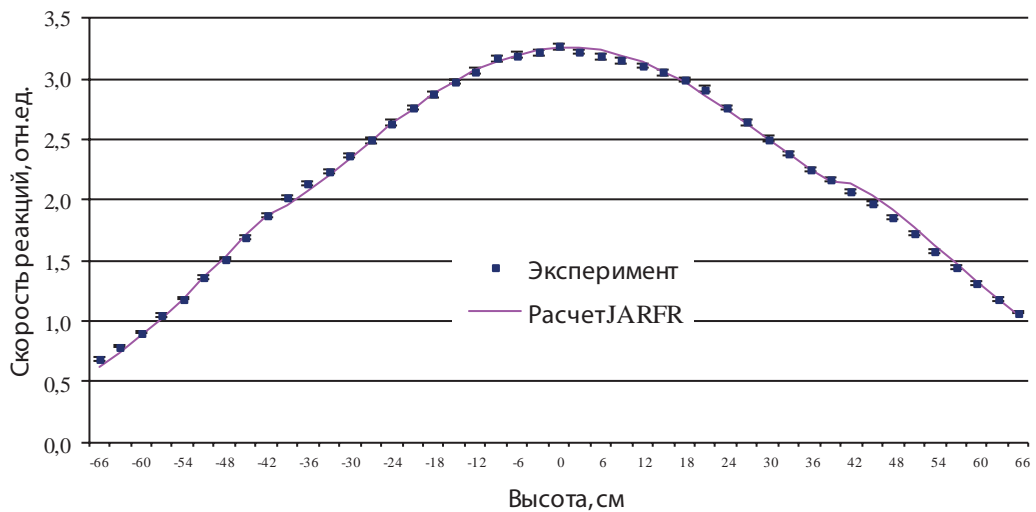
а

Распределение скорости реакций деления U-235 в макете ТВС с  $UO_2$



б

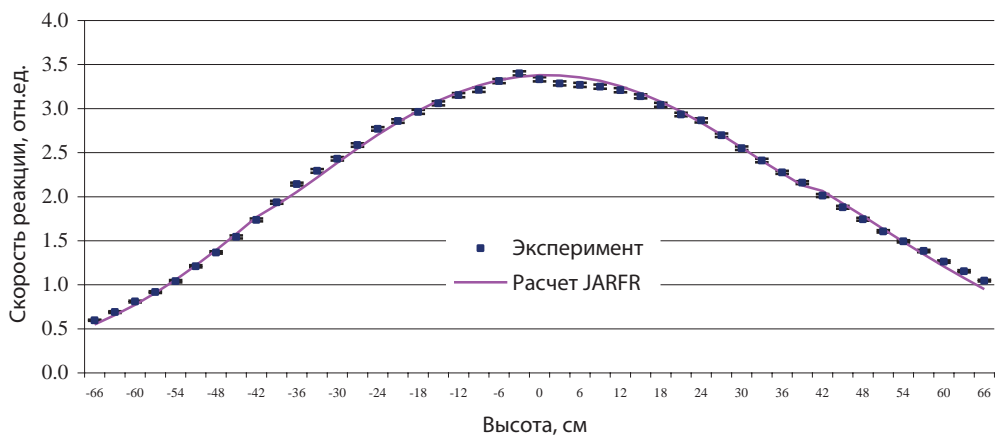
Распределение скорости реакций деления U-238 в макете ТВС с  $UO_2$



в

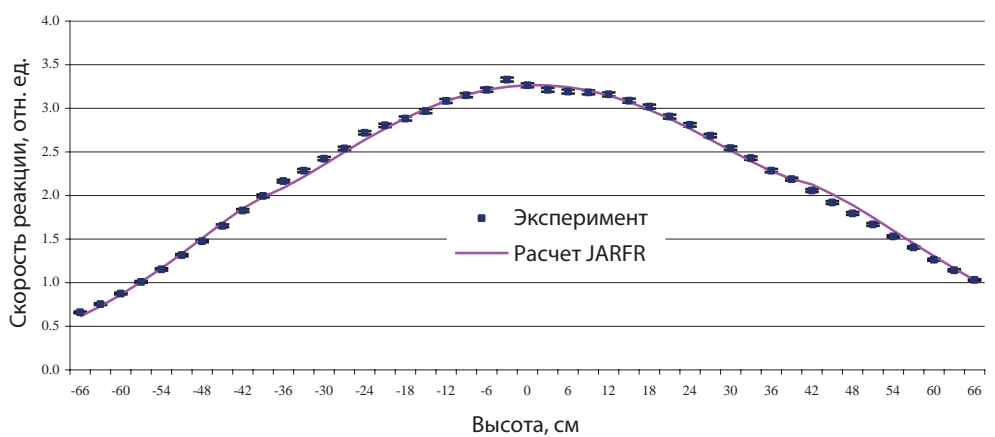
Рис. 3. Распределение скоростей реакций деления по высоте макета ТВС с  $UO_2$ : а) Pu-239, б) U-235, в) U-238.

Распределение скорости реакции деления Pu-239 в макете ТВС с PuN



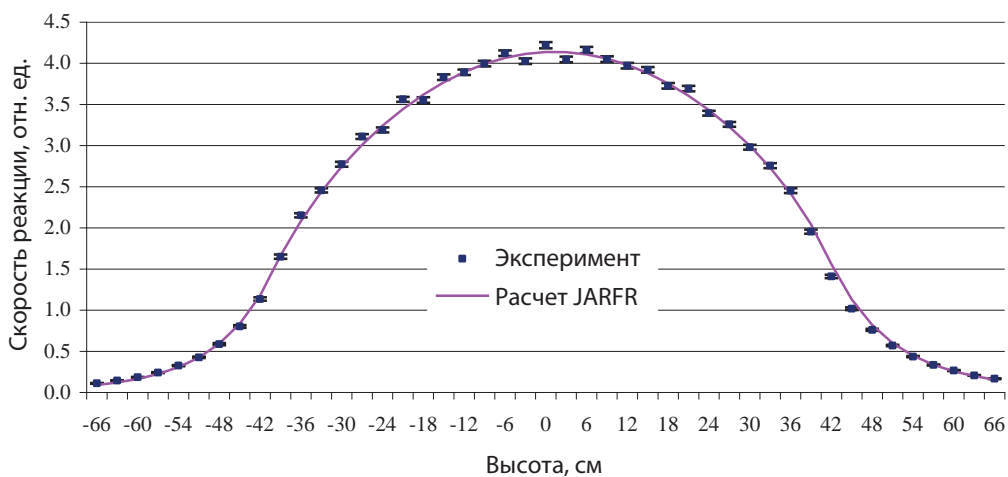
а

Распределение скоростей деления U-235 в макетет ТВС с PuN



б

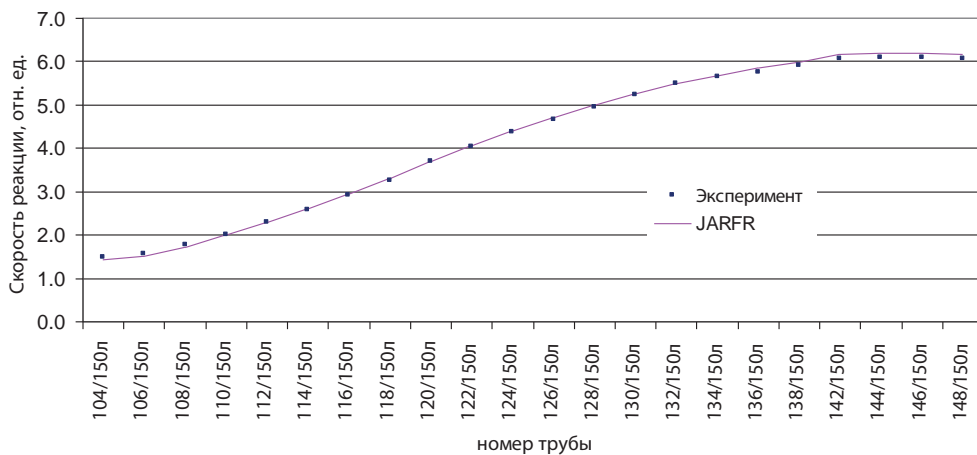
Распределение скоростей реакций деления U-238 в макете ТВС с PuN



в

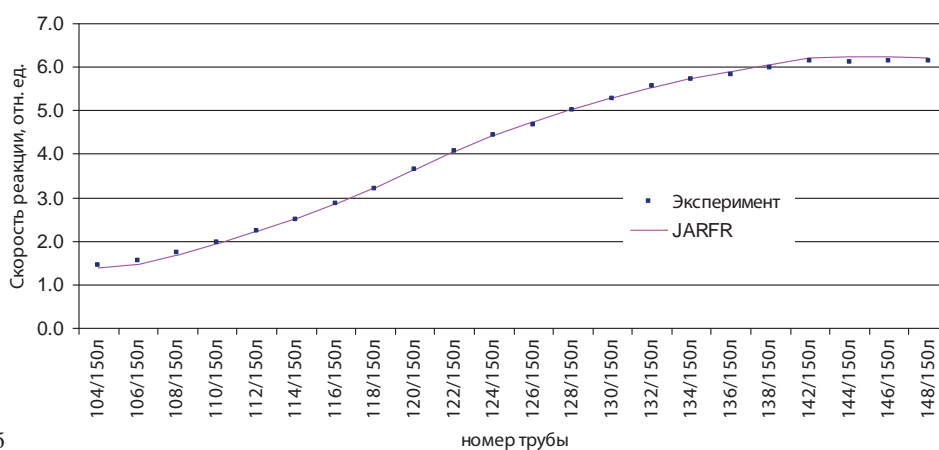
Рис. 4. Распределение скоростей реакций деления по высоте макета ТВС с PuN: а) Pu-239, б) U-235, в) U -238.

Распределение скоростей реакций деления Pu-239 (в трубе 112/150л - UQ)



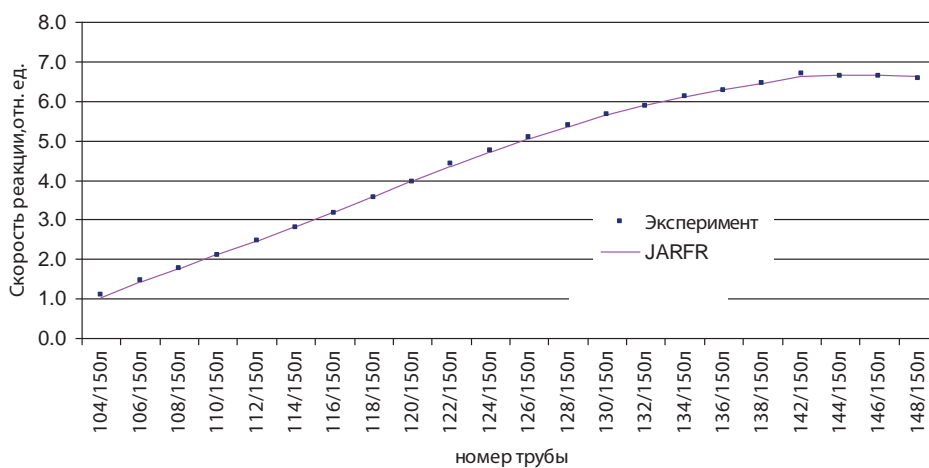
а

Распределение скоростей реакций деления U-235 (в трубе 112/150л - UQ)



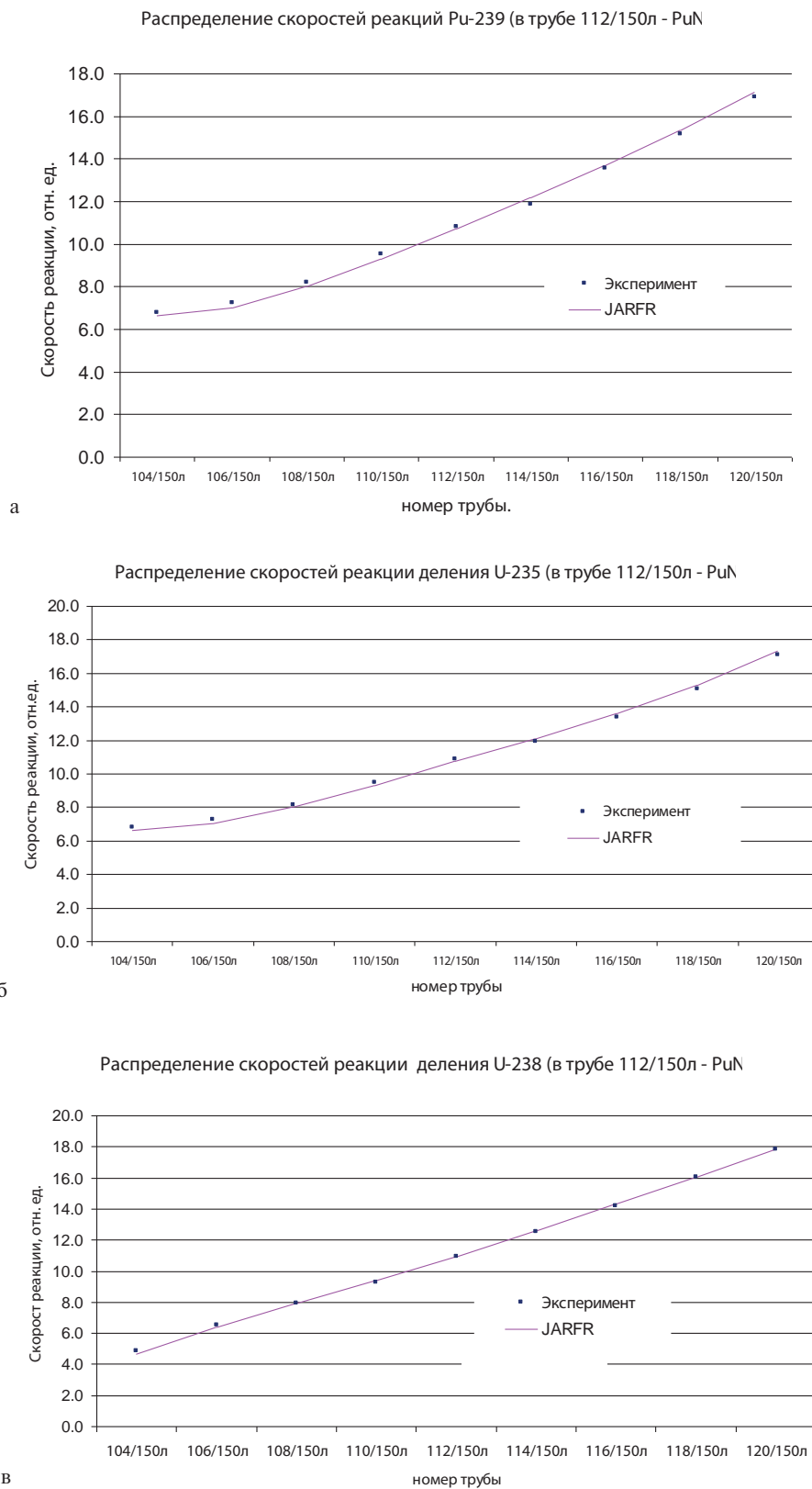
б

Распределение скоростей реакций деления U-238 (в трубе 112/150л - UO2)



в

Рис. 5. Распределение скоростей реакций деления по радиусу сборки (в трубе 112/150л - макет ТВС с UO<sub>2</sub>): а) Pu-239, б) U-235, в) U-238.



**Рис. 6.** Распределение скоростей реакций деления по радиусу сборки (в трубе 112/150л - макета ТВС с PuN): а) Pu-239, б) U-235, в) U-238.



## Заключение

В работе выполнен очередной этап верификации программного комплекса JARFR с целью обоснования расширения области применения программного средства для нейтронно-физических расчетов реактора БН-600, описанной в приложении к аттестационному паспорту, на случай установки ограниченного количества ЭТВС с уран-плутониевым нитридным топливом. Для доработки матрицы верификации программного комплекса JARFR использована имеющаяся информация по экспериментальным исследованиям и расчетным тестам.

В рамках работ по кросс-верификации JARFR и аналогичных программ нейтронно-физического расчета (TRIGEX (ФЭИ)) были выполнены расчеты тестовой модели реактора БН-600, подготовленной на основе проектного варианта активной зоны 01M2, с установленными 12 ЭТВС с нитридным топливом. Был рассчитан ряд нейтронно-физических характеристик (максимальный флюенс, максимальная повреждающая доза, выгорание, распределение энерговыделения в микроампунции со свежими ЭТВС), которые включаются в матрицу верификации ПС JARFR.

В ходе работ были также проведены расчеты критической сборки БФС-82-2А, на которой выполнено экспериментальное моделирование постановки ТВС с нитридным топливом. Показано, что установка нитридного топлива не влияет на точность расчета по JARFR таких величин, как пространственные распределения скоростей реакций деления изотопов урана и плутония и, следовательно, распределение энерговыделения.

В целом следует отметить, что в настоящей работе получен достаточный объем результатов для обоснования расширения области применения программного средства на случай установки ЭТВС с уран-плутониевым нитридным топливом и обоснования погрешности расчета, обеспечиваемой программным комплексом JARFR в области его применения.

### Список литературы

1. Л.Н. Ярославцева. Комплекс программ JARV для расчёта нейтронно-физических характеристик ядерных реакторов. – ВАНТ, серия «Физика и техника ядерных реакторов», 1983, вып.8(37), с.41-43.
2. Серегин А.С., Кислицына Т.С. Аннотация комплекса TRIGEX-CONSYST-БНАБ-90. Препринт ФЭИ-2655. Обнинск, 1997.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ЗА СЧЁТ УТИЛИЗАЦИИ СБРОСНОЙ ТЕПЛОТЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

*Пустовалов С.Б., Субботин С.А.  
НИЦ «Курчатовский институт», Москва*

*Легуенко С.К., Савицкий А.И.  
НПФ «ЭКИП», Москва*

По данным МАГАТЭ, в настоящее время в мире действует 448 энергоблоков АЭС суммарной мощностью 391,7 ГВт(э), из них в России 35 энергоблоков АЭС суммарной мощностью 27,9 ГВт(э). Основная часть реакторных установок действующих АЭС обеспечива-

ет относительно низкие начальные параметры водяного пара для паротурбинных установок, что приводит к низким значениям электрического к.п.д., по сравнению с энергоблоками на органическом топливе, и обуславливает наличие огромного потенциала сбросной теплоты, отводимой в окружающую среду.

Оценочный потенциал сбросной теплоты мировых АЭС составляет около 700 ГВт(т), в том числе в России – до 50 ГВт(т).

Одним из способов эффективной утилизации сбросной теплоты энергоблоков АЭС является использование теплонасосных установок на диоксиде углерода единичной мощностью до 100 МВт(т) и более (технология АЭС-ТНС) [1-3].

Технология АЭС-ТНС основана на трансформации сбросной теплоты энергоблоков АЭС (25...35°C) с помощью тепловых насосов на диоксиде углерода в теплоту теплофикационных параметров (80...100°C и более) и её транспортировке по теплопроводам к потребителям на расстояние до 100 км (рис.1).

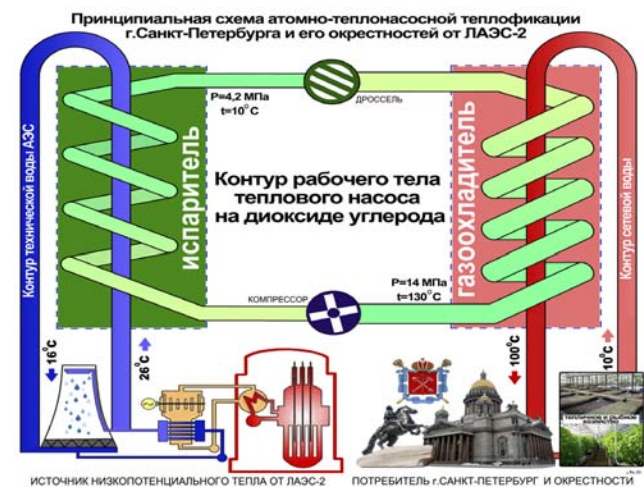


Рис. 1. Принципиальная схема технологии АЭС-ТНС

Перспективными потребителями теплоты АЭС-ТНС являются:

- городские системы теплоснабжения;
- промышленные термодистилляционные опреснительные установки;
- промышленные комплексы закрытого грунта по производству агро-, био- и аквапродукции.

Выбор диоксида углерода (R744, CO<sub>2</sub>) в качестве рабочего тела тепловых насосов обусловлен его уникальными теплофизическими свойствами, экологической безопасностью и доступностью [4-5].

Основные показатели тепловых насосов на диоксиде углерода и фреонах приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование параметра	Размерность	Значение	
			Фреоны	CO <sub>2</sub>
1	Максимальная температура нагрева сетевой воды,	°C	Не более 80	80-100 и более
2	Максимальная единичная мощность	МВт(т)	Не более 30	20-100 и более
3	Коэффициент трансформации энергии	МВт(т)/МВт(э)	3...4	4...5

Как следует из таблицы 1, тепловой насос на диоксиде углерода превосходит аналоги на фреонах по всем показателям сравнения.

Работы по созданию тепловых насосов проводились в России с начала 1990-х годов под руководством профессора В.П. Проценко и профессора И.М. Калнина.

Основные этапы работ по созданию тепловых насосов на диоксиде углерода, выполненные НПФ «ЭКИП», с участием сотрудников МГУИЭ, МГОУ, МЭИ и НИЦ «Курчатовский институт»:

- 1998-2001 гг. в МГУИЭ был создан теплотехнический стенд и выполнены исследования теплового насоса на диоксиде углерода в широком диапазоне давлений и температур;
- 2002-2004 гг., по заказу Роснауки, на площадке НПО Гелиймаш был разработан, изготовлен и испытан пилотный образец теплового насоса на диоксиде углерода мощностью до 20 кВт;
- 2005-2006 гг. по заказу Роснауки был разработан, изготовлен и испытан в составе ТЭЦ МЭИ макетный образец мощных тепловых насосов на диоксиде углерода, а также разработан эскизный проект теплового насоса на диоксиде углерода мощностью 23 МВт(т) на базе многовального центробежного компрессора;
- 2007-2008 гг. были выполнены работы по оптимизации рабочих параметров теплового насоса на диоксиде углерода, работающего в составе системы теплоснабжения различных объектов;
- 2009-2010 гг. по заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» были выполнены технико-экономические исследования в обоснование внедрения в структуру АЭС тепловых насосов на диоксиде углерода единичной мощностью до 100 МВт(т), результаты которых прошли комплексную экспертизу академических институтов и проектно-конструкторских отраслевых организаций;
- 2011-2012 гг. по заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» был разработан тепловой насос на диоксиде углерода мощностью 100 МВт(т) на базе одновального центробежного компрессора (рис.2). Основные технические решения теплового насоса были доложены и обсуждены на Европейском саммите по тепловым насосам в г.Нюрнберг, Германия (2013). ОАО «Казанькомпрессормаш» и ОАО «Машино-

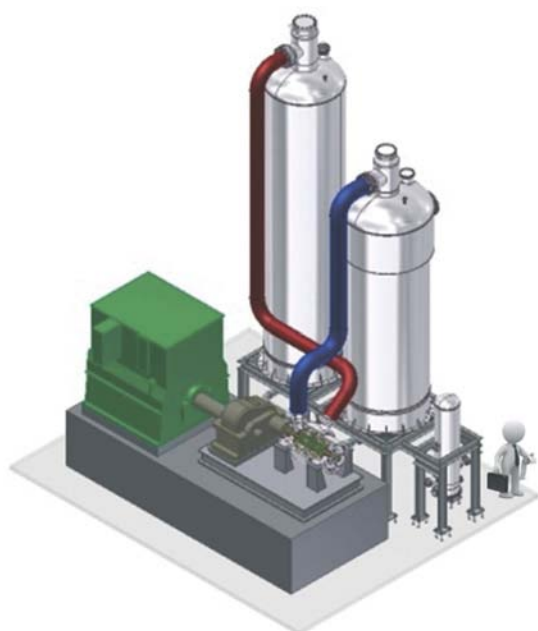


Рис. 2. Тепловой насос на диоксиде углерода мощностью 100 МВт(т)

строительный завод «ЗиО-Подольск» подтвердили техническую возможность изготовления основного тепломеханического оборудования;

- 2013-2018 гг. были выполнены технико-экономические оценки систем дальнего теплоснабжения агломераций, опреснительных установок и промышленных комплексов закрытого грунта. Основные результаты были обсуждены и одобрены на технических совещаниях МАГАТЭ по неэлектрическому применению АЭС в г.Ошава, Канада (2014) и в г.Вена, Австрия (2018).

Основные показатели теплового насоса, изображенного на рисунке 2, представлены в таблице 2. Практически все элементы теплового насоса могут быть изготовлены на отечественных машиностроительных предприятиях, в том числе входящих в структуру ГК «Росатом».

Таблица 2

№ п/п	Наименование параметра	Размерность	Значение
1	Теплопроизводительность	МВт(т)	100
2	Потребляемая мощность	МВт(э)	25
3	Температуры нагреваемого теплоносителя, вход/выход	°С	10/100
4	Температуры охлаждаемого теплоносителя, вход/выход	°С	26/16
5	Габариты, ДхШхВ	м	18,5х14х17,5
6	Масса	т	270
7	Удельная стоимость	\$/кВт(т)	200...250

В таблице 3 представлены результаты сопоставления основных показателей двухцелевых атомных энергоисточников на базе одного энергоблока АЭС с РУ ВВЭР-1200, полученные с использованием данных ОАО «ЛМЗ» и НПФ «ЭКИП».

Таблица 3

№ п/п	Наименование параметра	Размерность	Значение	
			АТЭЦ	АЭС-ТНС
1	Атомная станция	-	новый проект	действующая
2	Мощность реакторной установки	МВт(т)	3212	3212
3	Турбина	-	теплофикационная	конденсационная
4	Установленная электрическая мощность	МВт(э)	1130	1198,7
5	Установленная тепловая мощность	МВт(т)	1000	2500 (3200)
6	Удельные затраты мощности на нагрев сетевой воды	МВт(э)/МВт(т)	сопоставимы	
7	Поэтапный ввод теплофикационной мощности	МВт(т)	1000	100...2500 (3200)

Примечание: в скобках указаны значения для варианта теплового насоса с газотурбинным приводом компрессора

Из результатов, представленных в таблице 3, следует:

- двухцелевой энергоисточник АЭС-ТНС может быть реализован на действующих АЭС;
- создание двухцелевого энергоисточника АЭС-ТНС не приводит к снижению установленной электрической мощности;
- установленная теплофикационная мощность АЭС-ТНС в 2,5...3,2 раза выше, чем АТЭЦ на базе РУ ВВЭР-1200;

- сопоставимость удельных затрат на нагрев сетевой воды объясняется высокими значениями коэффициента трансформации энергии (см. табл.1);
- технологическая гибкость АЭС-ТНС позволяет осуществить поэтапный ввод (вывод) теплофикационной мощности в районе размещения АЭС, что невозможно для варианта АТЭЦ.

Необходимо отметить, что вариант теплового насоса с газовым приводом не требует сооружения и ввода замещающей мощности в регионе размещения АЭС-ТНС.

Таким образом, с использованием тепловых насосов на диоксиде углерода для утилизации сбросной теплоты энергоблока АЭС с РУ ВВЭР-1200 возможно производство теплоты теплофикационных параметров в объёме до 2500 МВт(т) в варианте с электрическим приводом и до 3200 МВт(т) в варианте с газовым приводом, при этом удельные затраты мощности на нагрев сетевой воды будут сопоставимы с парогурбинным способом.

В настоящее время по заказу Минсельхоза РФ реализуются программы сооружения комплексов закрытого грунта, предназначенных для крупномасштабного производства агро- и биопродукции:

- ФЦП «Государственная программа развития сельского хозяйства и регулирования рынков сельскохозяйственной продукции, сырья и продовольствия на 2013-2020 годы»;
- ФЦП «Комплексная программа развития биотехнологий в Российской Федерации на период до 2020 г.».

Ввод в эксплуатацию указанных комплексов потребует сооружения не менее 30 ГВт(т) теплофикационных мощностей.

Традиционным решением данной задачи является сооружение новых газовых теплоисточников – ТЭЦ и/или котельных установок, что потребует сооружения системы газоснабжения и приведет к сжиганию не менее 15 млрд. нм<sup>3</sup> природного газа в год с соответствующим загрязнением окружающей среды продуктами сгорания.

Существующие теплофикационные возможности конденсационной турбины энергоблока АЭС на базе РУ ВВЭР-1200 не превышают 300 МВт(т), при этом экономически обоснованные отборы из ЦНД не превышают 100 МВт(т), что недостаточно для решения указанной задачи.

Перспективным решением данной задачи является сооружение в районах размещения действующих АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» промышленных комплексов закрытого грунта, теплоснабжение которых осуществляется с использованием технологии АЭС-ТНС (рис.1).

Результаты предварительной оценки основных технико-экономических показателей многопрофильного комплекса закрытого грунта (в ценах 2015 года), который может быть создан на базе одного энергоблока АЭС с РУ ВВЭР-1200, приведены в таблице 4.

Как следует из таблицы 4, годовая выручка от реализации продукции, произведённой предлагаемым комплексом, будет сопоставима с выручкой от продажи электрической энергии (мощности).

Также необходимо отметить, что сооружение многопрофильных комплексов закрытого грунта в районах размещения АЭС позволит добиться следующих положительных эффектов:

- снижение капитальных вложений в сооружение комплексов закрытого грунта за счёт масштабного фактора, а также за счёт относительно низкой стоимости

земли, связанной с низкой плотностью населения в районах размещения АЭС;

- увеличение объёмов производимой продукции за счёт круглогодичной эксплуатации комплексов закрытого грунта, что, в свою очередь, делает целесообразным сооружение перерабатывающих производств, а также баз хранения агро- и биопродукции с их последующей интеграцией в создаваемую в настоящее время в России сеть продовольственных оптово-распределительных центров;
- снижение теплового и влажностного загрязнения окружающей среды от градирен АЭС за счёт утилизации сбросной теплоты тепловыми насосами для теплоснабжения комплексов закрытого грунта;
- снижение химического загрязнения окружающей среды за счёт вытеснения традиционных энергоисточников на органическом топливе;
- создание дополнительных высококвалифицированных рабочих мест для жителей районов размещения АЭС, в первую очередь пристанционных городов;
- увеличение валового регионального продукта за счёт создания на базе действующих и вводимых в эксплуатацию АЭС энергопромышленных комплексов, производящих конечную продукцию с высокой прибавочной стоимостью;
- обеспечение продовольственной, энергетической и экологической безопасности в регионах АЭС.

Таблица 4

№ п/п	Параметр	Размерность	Значение			
			Помидоры	Огурцы	Салат	Микроводоросли
1	Занимаемая площадь	га	250	250	250	83
2	Годовая урожайность	кг/м <sup>2</sup>	80	150	150	3,25 (сухой вес)
3	Годовой сбор	тыс. тонн	200	375	375	2,7 (сухой вес)
4	Среднегодовая цена реализации продукции,	руб./кг	65	50	150	600
5	Годовая выручка	млрд. руб.	13	18,75	56,25	1,62
6	Суммарная годовая выручка	млрд. руб./долл. США	<b>89,62 / 1,5</b>			

Указанные возможности технологии АЭС-ТНС и положительные эффекты от её внедрения были обсуждены в Комитете по энергетике Госдумы РФ и одобрены в Минсельхозе РФ и ГК «Росатом».

Таким образом, действующие и проектируемые АЭС за счёт использования предлагаемой технологии АЭС-ТНС могут стать базисом энергопромышленных комплексов, обеспечивающих потребности регионов размещения АЭС в электрической и тепловой энергии, продовольствии и опреснённой воде, при выполнении международных требований к энергетической, экономической и экологической эффективности, что является новым перспективным направлением развития атомной энергетики.

## Список литературы

1. И.М. Калнинь, С.К. Легуенко, В.П. Проценко, С.Б. Пустовалов, А.И. Савицкий. Теплонасосная технология в решении крупномасштабных задач теплофикации с использованием низкопотенциальной теплоты энергоисточников. Энергосбережение и водоподготовка.- 2009.- №5. с. 25-30.

2. В.П. Проценко, С.Б. Пустовалов, А.И. Савицкий. Атомно-теплонасосная теплофикация. Сборник тезисов Межотраслевой научно-технической конференции «Региональная атомная энергетика АтомРегион-2009».- Н.Новгород: ОАО «ОКБМ Африкантов». 2009. с. 22-23

3. В.П. Проценко, С.Б. Пустовалов, А.И. Савицкий, С.К. Легуенко. Атомно-теплонасосная теплофикация (АТТ) как новое направление в развитии энергетики.- Энергосбережение и водоподготовка.- 2010.- №1. с. 25-29.

4. И.М. Калнинь, В.А. Васютин, С.Б. Пустовалов. Условия эффективного применения диоксида углерода в качестве рабочего вещества тепловых насосов.- Холодильная техника.- 2003.- №7.- с. 8-12.

5. И.М. Калнинь, С.Б. Пустовалов, Д.В. Кривцов. Масштабы и перспективы применения тепловых насосов на R744. Холодильная техника.- №3.- 2013. с.22-26.

---

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПАССИВНЫХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ПРОЕКТОВ АЭС С ВВЭР

*Морозов А.В., Калякин Д.С., Шлепкин А.С.,  
Сахингареев А.Р., Рагулин С.В.  
АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск*

В Российской Федерации разработаны, сооружены и введены в эксплуатацию энергоблоки атомных электростанций с водо-водяными реакторами нового поколения «3+» с улучшенными технико-экономическими показателями – «АЭС-2006». Главная особенность проектов – использование дополнительных пассивных систем безопасности в сочетании с традиционными активными системами. Площадками для сооружения головных блоков в серии «АЭС-2006» являются вторые очереди Ленинградской и Нововоронежской АЭС.

## Пассивные системы безопасности Нововоронежской АЭС-2

Пассивные системы охлаждения активной зоны реактора ВВЭР проекта «АЭС-2006», сооруженного на площадке Нововоронежской АЭС, включают в себя системы пассивного залива активной зоны из гидроёмкостей первой и второй ступеней (ГЕ-1 и ГЕ-2), а также систему пассивного отвода тепла (СПОТ) [1].

В системе ГЕ-2 реализовано четырёхступенчатое профилирование расходной характеристики, которое обеспечивается использованием коллектора, позволяющего осуществлять пассивное изменение расхода, основанное на идее последовательного прекращения истечения по сливной линии, оказавшейся выше уровня воды в баке. Дополнительной функцией системы ГЕ-2 является автоматическое пассивное удаление (отвод) неконденсирующихся газов первого контура из трубки парогенератора (ПГ), что способствует улучшению теплообмена и обеспечивает более длительную работу ПГ в конденсационном режиме.

Система пассивного отвода тепла предназначена для длительного отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора при авариях. Система состоит из четырех независимых каналов, по одному на каждый парогенератор реакторной установки. При авариях с разрывом главного циркуляционного трубопровода СПОТ обеспечивает перевод парогенераторов в режим конденсации пара первого контура, поступающего в трубку ПГ из реактора, тем самым обеспечивая подпитку активной зоны. За счет естественной циркуляции в тракте СПОТ пар из парогенератора поступает в воздушные теплообменники, установленные на защитной оболочке, где конденсируется, а образовавшийся конденсат поступает обратно в ПГ.

Для обоснования проектных функций и работоспособности пассивных систем охлаждения активной зоны РУ ВВЭР, сооруженной на площадке НВ АЭС, в АО «ГНЦ РФ-ФЭИ» было организовано проведение широкомасштабной программы экспериментальных исследований. Проведённые эксперименты позволили в конце 2015 года осуществить физический пуск шестого блока Нововоронежской АЭС, 22 марта 2016 года по-

лучить лицензию Ростехнадзора на его эксплуатацию, в результате чего, 27 февраля 2017 года блок был сдан в промышленную эксплуатацию.

## Экспериментальное обоснование работоспособности пассивной системы залива активной зоны из гидроёмкостей второй ступени

Работы по обоснованию работоспособности системы пассивного залива активной зоны из гидроёмкостей второй ступени были выполнены на крупномасштабном полнонивелирном стенде ГЕ-2М [2]. Геометрические размеры трубопроводов, связывающих систему ГЕ-2 с реакторной установкой, и высотные отметки расположения оборудования на стенде ГЕ-2М соответствуют проектным высотным отметкам для системы ГЕ-2. Объём ёмкостей, оснащенных штатными внутрикорпусными устройствами (паровой коллектор и дырчатый лист) уменьшен в масштабе 1:12, но расход на каждой ступени сохранен проектным ( $16 - 7 - 3,33 - 1,525$  кг/с.). На рисунке 1 показано расположение основного оборудования стенда.

Необходимость размещения под защитной оболочкой другого крупногабаритного оборудования потребовало от проектантов использования разной поканальной компоновки гидроёмкостей второй ступени с различной длиной соединительных трубопроводов, что могло оказать влияние на время выхода на проектный расход, а, соответственно, и на общую работоспособность системы. Особенностью стенда ГЕ-2М являлась возможность, с помощью установленных труб и арматуры, моделирования различных вариантов размещения гидроёмкостей в объеме защитной оболочки.

Кроме моделей гидроёмкостей в состав стенда входит сливной бак объемом  $16 \text{ м}^3$ . Связь сливной емкости с верхней частью напорных емкостей осуществляется с помощью паровой линии Ду 100 мм. Контроль основных технологических параметров при проведении экспериментов на крупномасштабном стенде ГЕ-2М осуществлялся с помощью системы автоматизированного сбора научной информации. В ее состав входило около 60 первичных измерительных приборов, размещенных на стенде.

Условиями переноса результатов экспериментов на натурную систему пассивного залива, являлось обеспечение геометрического подобия между системой ГЕ-2 и её стендовой реализацией, а также соответствие граничных условий при экспериментах на стенде натурным условиям.

Главной частью исследований являлось проведение «горячих» экспериментов. В объём сливного бака подавался сухой насыщенный пар с давлением  $\sim 1,5$  МПа. Опыты были выполнены для двух различных конфигураций каналов системы ГЕ-2: с близко расположенными и разнесенными гидроёмкостями.

На рисунках 2 и 3 показаны основные результаты экспериментов. Как видно из рисунка 2а время выхода стенда на проектный расход в эксперименте с короткими подводными паропроводами составило  $\sim 22$  с. Падение давления в системе, вызванное нестационарными процессами конденсации в баках и трубах было незначительным. Расходная характеристика стенда в эксперименте (рисунок 2б) достаточно точно соответствовала заданной. В опыте с использованием длинных подводных паропроводов время выхода стенда на про-

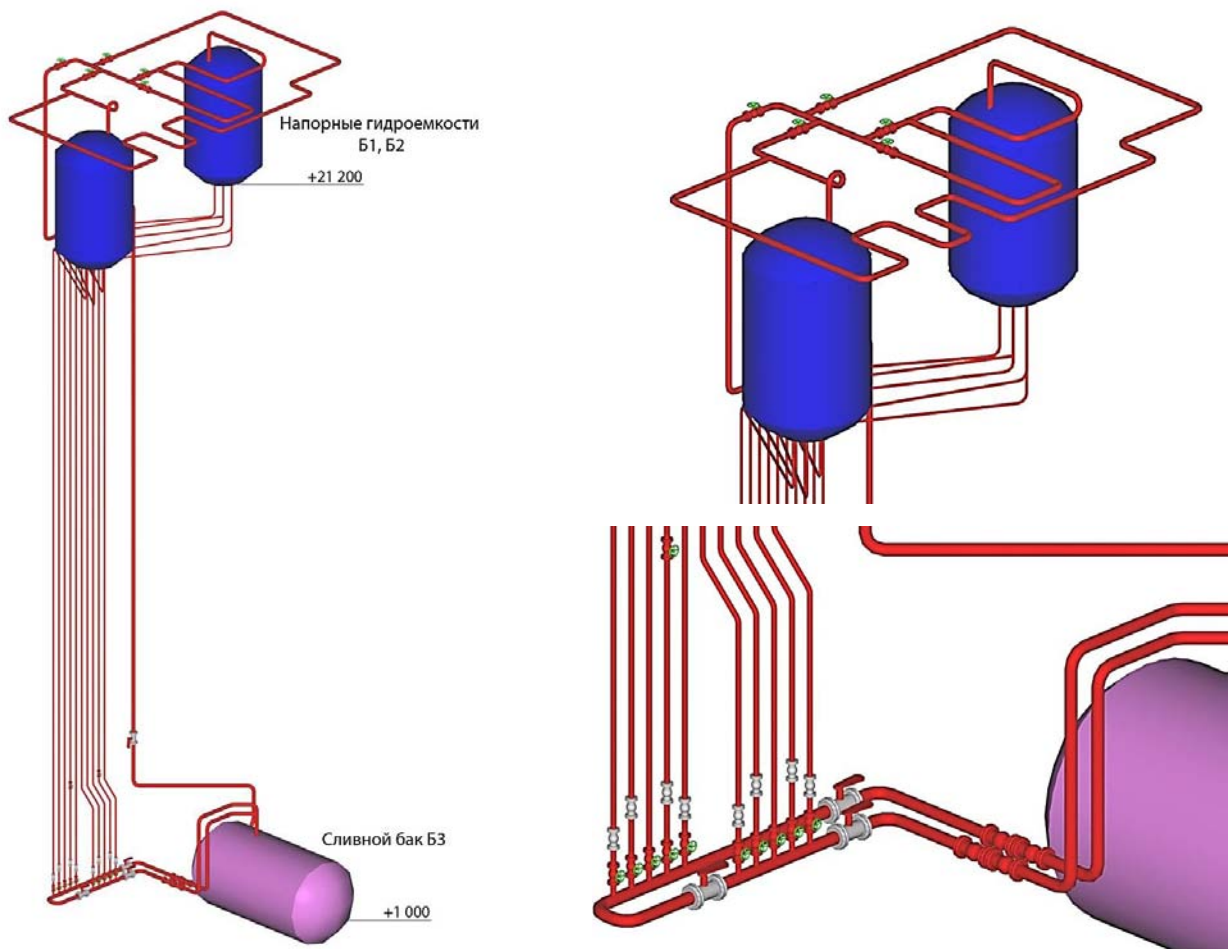


Рис. 1. Стенд GE-2M. а) – расположение основного оборудования, б) – паровые подводящие линии, в) – сливные трубопроводы

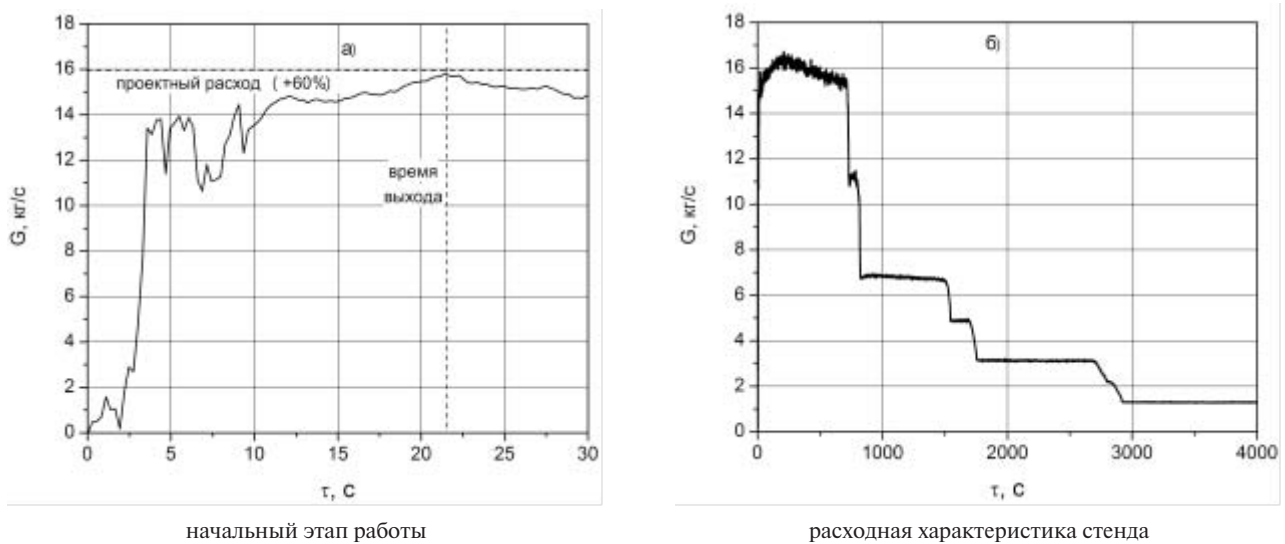
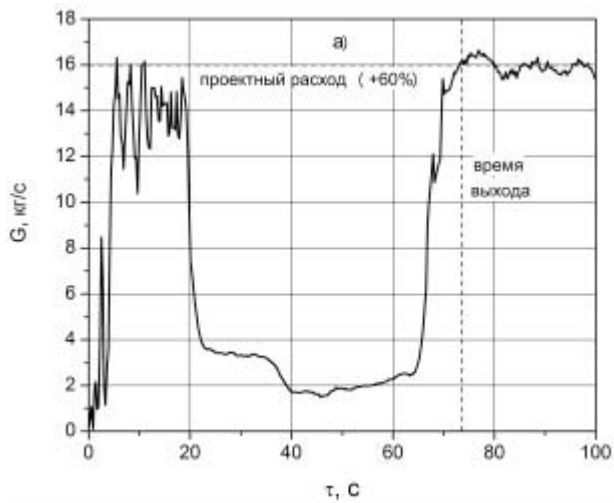


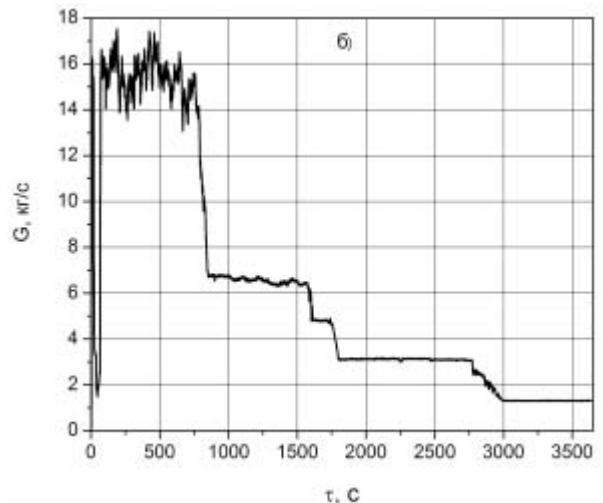
Рис. 2. Эксперимент с паром на стенде GE-2M. Короткие подводящие паропроводы

ектный расход составило  $\sim 70$  с, что соответствует проектным требованиям (рисунок 3а). Расход из бака Б1, подключенного более длинной паровой линией, был нестабильным и пульсирующим на первой ступени, что повлияло на вид общей расходной характеристики стенда, которая, тем не менее, достаточно точно соответствовала заданной (рисунок 3б).

Выполненные на стенде GE-2M эксперименты позволили обосновать работоспособность внутрикорпусных устройств, размещенных в гидроёмкостях, и предназначенных для снижения интенсивности неравновесных процессов при запуске.



начальный этап работы



расходная характеристика стенда

Рис. 3. Эксперимент с паром на стенде ГЕ-2М. Длинные подводящие паропроводы

### Экспериментальное обоснование работоспособности парогенератора ВВЭР в аварийном конденсационном режиме

Перевод парогенераторов в конденсационный режим осуществляется с помощью системы пассивного отвода тепла. Для экспериментального исследования конденсационной способности парогенераторов при низких тепловых потоках стенд ГЕ-2М был модернизирован [3]. В состав модернизированного стенда входят (рисунок 4): модель парогенератора реактора ВВЭР, бак-аккумулятор пара объемом 16 м<sup>3</sup>, имитатор теплообменника СПОТ, охлаждаемый технической водой. Высотные отметки размещения оборудования соответствуют проектным.

При разработке парогенератора для стенда за базовый аппарат был принят парогенератор ПГВ-1000 ре-

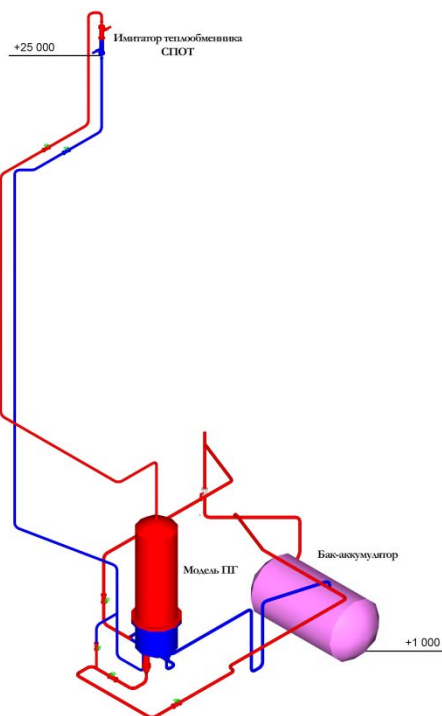


Рис. 4. Стенд ГЕ-2М с моделью парогенератора

актора ВВЭР. Внутри корпуса расположены два вертикальных коллектора диаметром 219 мм («горячий» и «холодный») и трубный пучок, набранный из горизонтальных змеевиковых труб диаметром 16,0×1,5 мм, длиной 10,19 м. Площадь поверхности трубного пучка теплообменного аппарата, использовавшегося на стенде, в 48 раз меньше площади теплообменных трубок натурного парогенератора. Материал трубочки соответствует используемому в парогенераторах АЭС с ВВЭР (нержавеющая сталь X18H10T).

Контрольно-измерительные приборы, установленные на стенде, позволяли регистрировать основные параметры установки при проведении экспериментов: давление и температуру сред первого и второго контуров, расход и температуру технической воды третьего контура, расход пара на входе в модель ПГ.

Началом моделирования аварийного процесса на стенде являлся момент перехода парогенератора в конденсационный режим работы. В соответствии с результатами расчетов, давление в экспериментах поддерживалось в диапазоне 0,36–0,38 МПа. Величина конденсационной мощности модели ПГ в экспериментах с подачей газов на стенде составила 77 кВт.

Концентрации неконденсирующихся газов в парогазовой смеси, создаваемой на стенде, определялась в соответствии с расчетными данными по генерации водорода, кислорода и азота в реакторе. При расчёте концентраций производилась замена водорода гелием, а кислорода азотом при сохранении мольного отношения газов. Для проведения большинства экспериментов на стенде был выбран интервал работы первой ступени системы ГЕ-2, когда газогенерация в активной зоне максимальна.

В процессе отвода остаточных тепловыделений активной зоны через второй контур в трубочке ПГ начинают скапливаться неконденсирующиеся газы, которые образуются в первом контуре. Накопление неконденсирующихся газов приводит к уменьшению парциального давления пара в трубочке ПГ, что способствует снижению конденсационной способности ПГ и ухудшению теплоотвода от первого контура. Единственным возможным способом отвода неконденсирующихся газов из трубного пучка парогенератора в условиях запроектной аварии с разрывом ГЦК является

их самопроизвольное удаление в составе парогазовой смеси в объём опорожняющихся гидроёмкостей второй ступени. Эксперименты с оттоком парогазовой смеси (ПГС) были проведены при следующих начальных условиях: давление в первом контуре  $P_1=0,379$  МПа, конденсационная мощность  $N_{кон}=76$  кВт. Сдвук парогазовой смеси осуществлялась с нижней точки «холодного» коллектора модели ПГ. Величина расхода сдувки в эксперименте составила 0,208 л/с, что соответствует оттоку ПГС в ёмкости ГЕ-2 на первой ступени расходной характеристики с учетом масштаба стенда.

После стабилизации расхода сдувки на стенд начинали подаваться неконденсирующиеся газы. Длительность подачи газов составила около 6000 с. На рисунке 5 показано изменение конденсационной мощности, а на рисунке 6 давления на стенде в ходе эксперимента. Из рисунка 5 видно, что после начала подачи газов конденсационная мощность падает до уровня 55 кВт, но затем плавно возрастает и стабилизируется на отметке 67 кВт, что на 12 % ниже первоначальной величины, но, тем не менее, позволяет говорить о работоспособности ПГ в таком режиме. Из рисунка 6 видно, что давление второго контура при этом снижается с 0,346 до 0,32 МПа. Такое изменение параметров стенда говорит о том, что в ходе эксперимента имело место ухудшение теплоотдачи в ПГ, но наличие оттока парогазовой смеси позволило

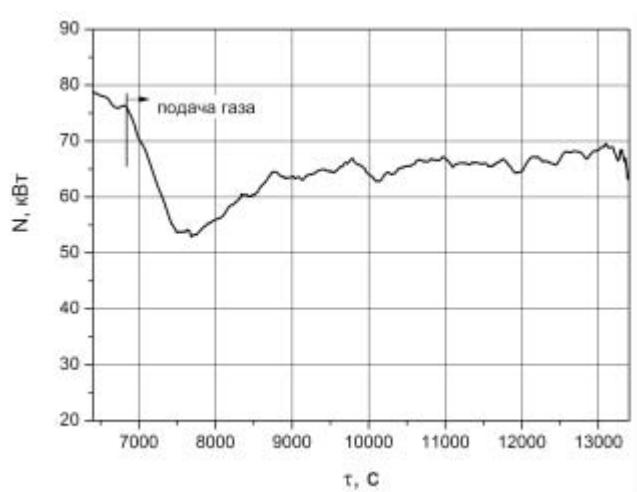


Рис. 5. Конденсационная мощность модели парогенератора в эксперименте с подачей газа и сдувкой парогазовой смеси

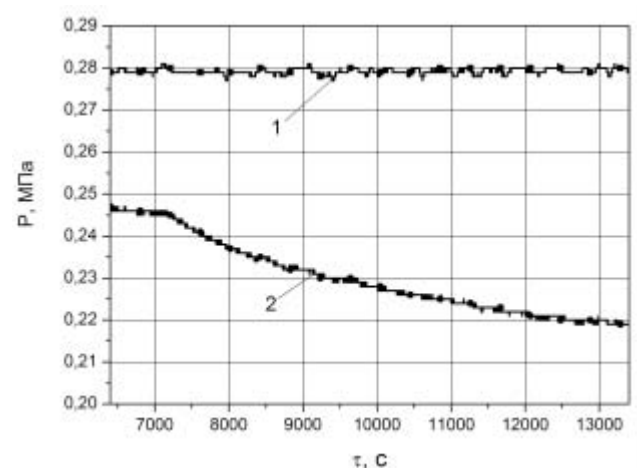


Рис. 6. Изменение давления на стенде ГЕ-2М: 1 — в первом контуре, 2 — во втором контуре

поддерживать конденсационную мощность парогенератора на необходимом уровне.

Необходимо также отметить, что поддержанию конденсационной мощности модели парогенератора также способствовало наличие в системе отрицательных обратных связей. Неконденсирующиеся газы, попадая в трубный пучок парогенератора, ухудшали теплопередачу, что приводило к снижению расхода пара и, соответственно, уменьшению конденсационной мощности. При этом из-за уменьшения парообразования в модели ПГ давление второго контура снижалось, а перепад давления (температур) между средами первого и второго контуров увеличивался, что, в свою очередь, приводило к увеличению расхода пара на вход в парогенератор, что позволяло поддерживать величину конденсационной мощности [4].

Таким образом, в ходе опытов, проведённых на стенде ГЕ-2М, было получено экспериментальное подтверждение того, что парогенераторы в условиях запроектной аварии имеют конденсационную мощность, достаточную для поддержания эффективного теплоотвода от реактора. Было доказано, что отвод ПГС из «холодного» коллектора ПГ с расходом, соответствующим расходу первой ступени системы ГЕ-2, позволяет сохранить необходимую конденсационную мощность ПГ.

### Экспериментальное исследование совместной работы пассивных систем безопасности Нововоронежской АЭС-2

Эксперименты по исследованию совместной работы пассивных систем охлаждения активной зоны РУ ВВЭР были выполнены на крупномасштабном стенде ГЕ-2М, к которому были добавлены модели реактора и защитной оболочки (рисунок 7).

Основной целью исследований было определения влияния неконденсирующихся газов, генерируемых в первом контуре реакторной установки (РУ) и газов, по-



Рис. 7. Модель защитной оболочки стенда ГЕ-2М



ступающих из защитной оболочки (ЗО) через сечение разгерметизации на эффективность теплоотвода от реактора при запроектных авариях [5].

Металлическая модель защитной оболочки представляет собой цилиндрический сосуд со сферическим дном и верхней плоской крышкой. Снаружи металлическая оболочка покрыта теплоизоляцией, предназначенной для снижения тепловых потерь. Внутри модели ЗО размещается рабочий участок (модель реактора). В верхней части модели ЗО размещены теплообменники-конденсаторы. Рабочий участок представляет собой полновысотную модель реактора, в котором образование пара создается путем ввода в модель пара от ТЭЦ через барботажный раздающий коллектор, расположенный в нижней части корпуса. Модель имеет два щелевых патрубка высотой 850 мм, которые предназначены для моделирования сечений разрыва на входе и выходе реактора. В нижней части шахты рабочего участка устанавливается дырчатый лист, высотная отметка размещения которого соответствует верху активной зоны натурального реактора.

Контрольно-измерительные приборы, установленные на стенде, позволяли контролировать состояние оборудования стенда, а также проводить регистрацию и регулирование параметров процессов, осуществляемых во время проведения экспериментальных исследований.

Эксперименты на стенде проводились при начальном давлении 0,35–0,39 МПа, соответствующем давлению в реакторной установке и защитной оболочке в моделируемой аварии. Паропроизводительность рабочего участка стенда моделировала снижение мощности остаточных тепловыделений в течение аварии. В ходе экспериментов осуществлялась добавка в поток пара, поступающего от ТЭЦ, неконденсирующихся газов (азота и гелия) с целью создания в паре на выходе из модели реактора парогазовой смеси с заданными концентрациями газов.

На стенде было проведено два эксперимента, в которых моделировались аварии с гильотинным разрывом ГЦТ на входе и выходе из реактора. Длительность основной части опыта составила более 24 часов. В эксперименте №1 проводилось моделирование аварии с гильотинным разрывом ГЦТ на входе («холодная» нитка) в реактор. На рисунках 8 и 9 представлены основные результаты эксперимента. Из рисунков видно, что конденсационная мощность модели парогенератора в эксперименте снизилась со 164 до 120 кВт (к моменту пре-

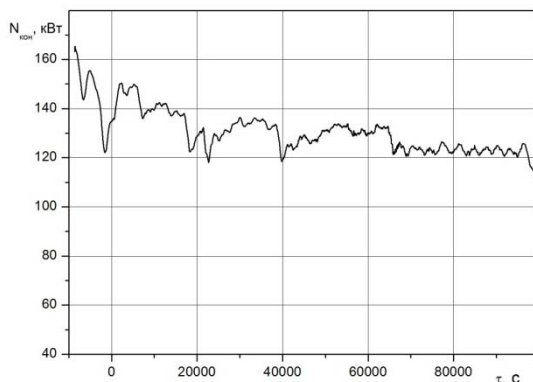


Рис. 8. Изменение конденсационной мощности модели ПГ стенда GE-2M в эксперименте №1 (усредненное значение)

ращения отвода ПГС из холодного коллектора модели ПГ). Давление в защитной оболочке  $P_2$  в эксперименте снизилось до 0,213 МПа к моменту прекращения подачи воды от системы GE-2.

В эксперименте №2 проводилось моделирование аварии с гильотинным разрывом ГЦТ на выходе («горячая» нитка) из реактора. Конденсационная мощность модели парогенератора в эксперименте снизилась до 98 кВт. Давление в защитной оболочке в эксперименте уменьшилось с максимальной величины 0,401 МПа до 0,215 МПа. В эксперименте №2 поступление воздуха из модели ЗО в модель РУ наблюдалось уже на стадии выхода на стационарный режим. Контроль за показаниями термопар, установленных в имитаторе щели, показал большую амплитуду колебаний, по сравнению с экспериментом №1, что может служить подтверждением поступления воздуха из модели ЗО в модель РУ. Очевидных снижений показаний термопар, установленных в модели разрыва, как в эксперименте №1, в данном опыте не наблюдалось.

### Заключение

В результате проведенных в АО «ГНЦ РФ-ФЭИ» комплексных экспериментальных исследований обоснована возможность отвода остаточного тепловыделения от активной зоны реактора ВВЭР-1200, сооруженного на площадке Нововоронежской АЭС-2 для недопущения ее расплавления с помощью только пассивных систем безопасности в течение не менее 24 часов с момента аварии. Для достижения этой цели в работе решены две основные задачи:

- проведено экспериментальное обоснование проектных функций дополнительной системы пассивного залива активной зоны из гидроемкостей второй ступени;
- выполнено экспериментальное обоснование работоспособности парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме с учетом подачи неконденсирующихся газов и отводом парогазовой смеси с заданным расходом.

В рамках решения данных задач проведены следующие исследования:

1. На крупномасштабном теплогидравлическом стенде GE-2M выполнено экспериментальное обоснование проектных функций дополнительной системы пассивного залива активной зоны при различных вариантах гидравлической схемы. По результатам опытов на

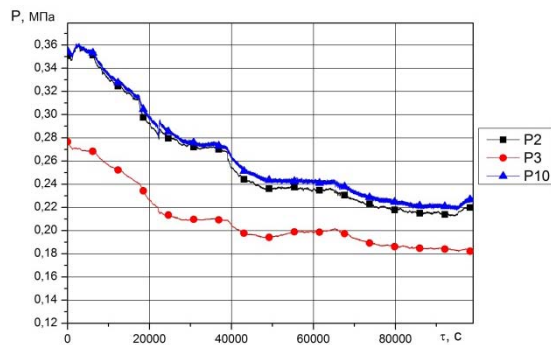


Рис. 9. Изменение давлений в модели ЗО, сред первого контура на входе в модель ПГ и второго контура на выходе из ПГ в эксперименте №1

стенде подтверждена эффективность внутрикорпусных устройств в гидроемкостях.

2. На стенде GE-2M с моделью парогенератора выполнено экспериментальное исследование работы парогенератора ВВЭР в режиме конденсации пара. Обоснована достаточность выбранного расхода парогазовой смеси из «холодного» коллектора парогенератора в объем опорных емкостей системы GE-2 для обеспечения работы ПГ в конденсационном режиме в течение 24 часов аварийного процесса.

3. На стенде GE-2M с моделями реактора и защитной оболочки были проведены эксперименты, которые позволили обосновать эффективность совместной работы защитной оболочки, гидроемкостей второй ступени и системы пассивного отвода тепла в условиях ЗПА с потерей теплоносителя (сопровождающихся отказом активных систем безопасности) применительно к Нововоронежской АЭС-2.

### Список литературы

1. Особенности проекта АЭС нового поколения с реактором ВВЭР-1000 повышенной безопасности / В.М. Беркович, И.И. Копытов, Г.С. Таранов и др. // Теплоэнергетика. 2005. № 1. С. 9–15.
2. Морозов А.В., Ремизов О.В. Экспериментальное обоснование проектных функций дополнительной системы пассивного залива активной зоны реактора ВВЭР // Теплоэнергетика. 2012. № 5. С.22–27.
3. Морозов А.В., Ремизов О.В. Экспериментальное исследование работы модели парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме // Теплоэнергетика. 2012. № 5. С. 16–21.
4. Морозов А.В., Шлепкин А.С., Калякин Д.С., Сошкина А.С. Исследование работы модели парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме при различных параметрах аварийного процесса // Теплоэнергетика, 2017, № 5, С. 16–23.
5. Экспериментальное исследование совместной работы пассивных систем безопасности Нововоронежской АЭС-2 на крупномасштабном стенде «РУ-30» / М.Б. Мальцев, Г.С. Таранов, А.В. Желтоухов и др. // Сборник докладов 10-й Международной научно-технической конференции «Безопасность, экономика и эффективность атомной энергетики», Москва, 2016.

## МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ КЛАССОВ БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

*Ершов Г.А., Гурин В.В., Николаев Ф.В., Чабан О.Г.  
АО ИК «АСЭ», Н.Новгород*

*Любарский А.В., Морозов В.Б., Швыряев Ю.В.  
АО «Атомэнергопроект», Москва*

### 1. Введение

Для Инжинирингового Дивизиона актуальность разработки методики обоснования классов по безопасности систем (элементов) атомных станций (АС) связана с рядом внешних и внутренних факторов. К наиболее важным из них относятся

#### Внешние предпосылки

1) Изменение правил классификации систем и элементов, которые требуют пересмотра ранее принятых проектных решений и требований к оборудованию, связано с выпуском новых редакций российских нор-

мативных документов, в том числе установлены требования и методы к применению результатов вероятностного анализа при классификации.

2) Реализация зарубежных проектов сооружения АЭС связана с выполнением требований иностранных нормативных документов, документов МАГАТЭ, EUR, WENRA. Это требует от проектировщиков комплексного совместного использования, как российских, так и международных требований и правил.

#### Внутренние предпосылки

1) В соответствии со стратегией ГК «РОСАТОМ» в Инжиниринговом Дивизионе ведется внедрение новой методологии проектирования, основанной на функционально-стоимостном подходе с ориентацией на стоимость владения АЭС. В упрощенном виде расчет стоимости владения (LCOE) представляет из себя сумму капитальных и операционных затрат деленную на отпуск электроэнергии.

$$LCOE = \frac{\text{Затраты периода сооружения (CAPEX)} + \text{Затраты периода эксплуатации (OPEX)}}{\text{Отпуск электроэнергии}}$$

Одним из способов оптимизации затрат, как при сооружении, так и при эксплуатации, является снижение, по возможности, классов по безопасности систем (элементов).

2) Внедрение принципов единой технической политики Инжинирингового Дивизиона, которая в том числе предусматривает стандартизированный подход всех проектных институтов к классификации систем (элементов).

С учетом изложенного, дирекцией по управлению параметрами жизненного цикла АО ИК «АСЭ» при участии специалистов АО «Атомэнергопроект», АО «АТОМПРОЕКТ» разработан стандарт СТО 8841271.058-2017 «Методика обоснования классов безопасности элементов атомных станций», который предназначен для совместного применения всех проектных институтов Дивизиона.

В Методике описываются:

- Российские и международные требования к классификации элементов АЭС по влиянию на безопасность.
- Основные этапы классификации оборудования АЭС по влиянию на безопасность.
- Порядок проведения качественного анализа отказов при классификации оборудования АЭС по влиянию на безопасность.
- Порядок и методика расчета условной вероятности перехода отказов оборудования в тяжелую аварию.
- Примеры расчета условной вероятности перехода отказов оборудования в тяжелую аварию.

### 2. Основные положения классификации узлов (элементов, КСК) АС

В соответствии с российскими нормами классифицируются только системы и элементы. Международные требования расширяют перечень объектов классификации, к которым относятся элементы, узлы и КСК (конструкции, системы, компоненты). В тех случаях, когда в докладе одновременно рассматривается и международный, и российский подход к классификации, будет также применяться более общий термин «узлы (элементы, КСК)».

Целью классификации узлов (элементов, КСК) АС является определение требований к их проектированию, качеству изготовления, монтажа, пусконаладки, эксплуатации, испытаниям и проверкам, техническому обслуживанию, ремонту и модернизации на всех стадиях их жизненного цикла.

Процесс назначения классов элементам (узлам, КСК) АС можно разделить на два этапа:

- назначение классов элементам (узлам, КСК) на основе детерминистических методов;
- уточнение, при необходимости, классов элементов (узлов, КСК) на основе вероятностных методов (риск-ориентированный подход).

Применение вероятностных методов является относительно новым подходом в российской практике, поэтому в докладе этим методам будет уделено наибольшее внимание.

### **3. Вероятностные методы классификации элементов**

Вероятностные методы классификации элементов АС используются в дополнение к детерминистическим методам классификации.

Риск-информированная классификация элементов (узлов, КСК) энергоблока АС по влиянию на безопасность должна быть основана на результатах вероятностного анализа безопасности (ВАБ), разработанного для рассматриваемого энергоблока.

ВАБ должен быть полномасштабным - учитывать все плановые режимы, соответствующие конфигурации систем, все потенциальные источники радиоактивных выбросов за пределы площадки, все соответствующие исходные события, внутренние и внешние воздействия, а также все переходные процессы, возникающие вследствие отказов элементов, важных для безопасности станции.

Выполнение процедуры риск-информированной классификации элементов (узлов, КСК) включает в себя выполнение расчетов значений вероятностных показателей безопасности для элементов (узлов, КСК) и экспертную оценку полученных результатов с точки зрения соответствия и согласованности с исходной детерминированной классификацией систем и элементов. Риск-информированная классификация элементов (узлов, КСК) должна иметь результатом повышение внимания к оборудованию и соответствующей деятельности, которые влияют на безопасность и, таким образом, к общему повышению уровня безопасности энергоблока.

Для риск-информированной классификации должны быть использованы результаты ВАБ уровня 1, выполняемого для оценки частоты повреждения активной зоны реактора, и результаты ВАБ уровня 2, в результате выполнения которого оценивается вероятность большого аварийного выброса радиоактивных веществ в окружающую среду.

При использовании российской нормативной базы, назначение классов по безопасности с помощью вероятностных методов должно производиться на основе ВАБ уровня 1 путем расчета условных вероятностей перехода отказов этих систем (элементов) НЭ в тяжелую аварию.

Очевидно, что использование вероятностных методов при назначении класса по безопасности элементам АС возможно на тех этапах проектирования, когда уже

имеется ВАБ уровня 1 и предварительный ООБ, т.е. на стадии получения лицензии на сооружение блока АС. При предварительной классификации необходимо использовать результаты и логико-вероятностную модель ВАБ-1 референтного блока.

В соответствии с зарубежными подходами риск-информированная классификация производится на основе ВАБ-1 и ВАБ-2 путем расчета не только условной вероятности повреждения ядерного топлива, но и условной вероятности большого аварийного выброса.

### **4. Алгоритмы классификации элементов АС в соответствии с российскими правилами**

В соответствии с российской практикой, закрепленной в [1], назначение классов по безопасности производится системам и элементам АС, обеспечивающим выполнение заданных функций самостоятельно или в составе систем. Дополнительно в соответствии с [7-9] должны быть назначены категории для управляющих и информационных функций УСВБ (управляющих систем, важных для безопасности).

В соответствии с НП-001-15 классификация элементов АС производится с учетом:

- а) типа элементов АС;
- б) тяжести последствий отказов;
- в) времени, необходимого для управления авариями после возникновения исходного события.

Алгоритм классификации элементов АС в соответствии с НП-001-15 [1] представлен на рисунке 4.1.

### **5. Алгоритмы классификации на основе в соответствии с международными и зарубежными документами.**

В соответствии с документами, используемыми в международной практике [3-6, 12-14] установлен более сложный алгоритм классификации:

- должны быть назначены категории функций безопасности,
- должны быть назначены категории барьеров безопасности,
- должны быть классифицированы конструкции, системы и компоненты (SSCs - structures, systems and components), которые предназначены для выполнения функций безопасности или, оказывающие влияние на безопасность (важные для безопасности).

Последовательность этапов классификации элементов (узлов, КСК) АС в соответствии с документами МАГАТЭ [2-4], EUR [5] WENRA [6] представлен на рисунке 5.1.

Алгоритм классификации узлов (КСК) АС на основе детерминистических методов представлен на рисунке 5.2.

Алгоритм классификации элементов (узлов, КСК) АС на основе вероятностных методов представлен на рисунке 5.3.

### **6. Вероятностные показатели для риск-информированной классификации**

В соответствии с российскими нормами [1] вероятностные методы могут использоваться при назначении классов элементам НЭ, если эти элементы не отнесены к классам 1, 2, 3 в соответствии с детерминистическими критериями, например, в соответствии с тяжестью последствий их отказа. В соответствии с [1] системы (эле-

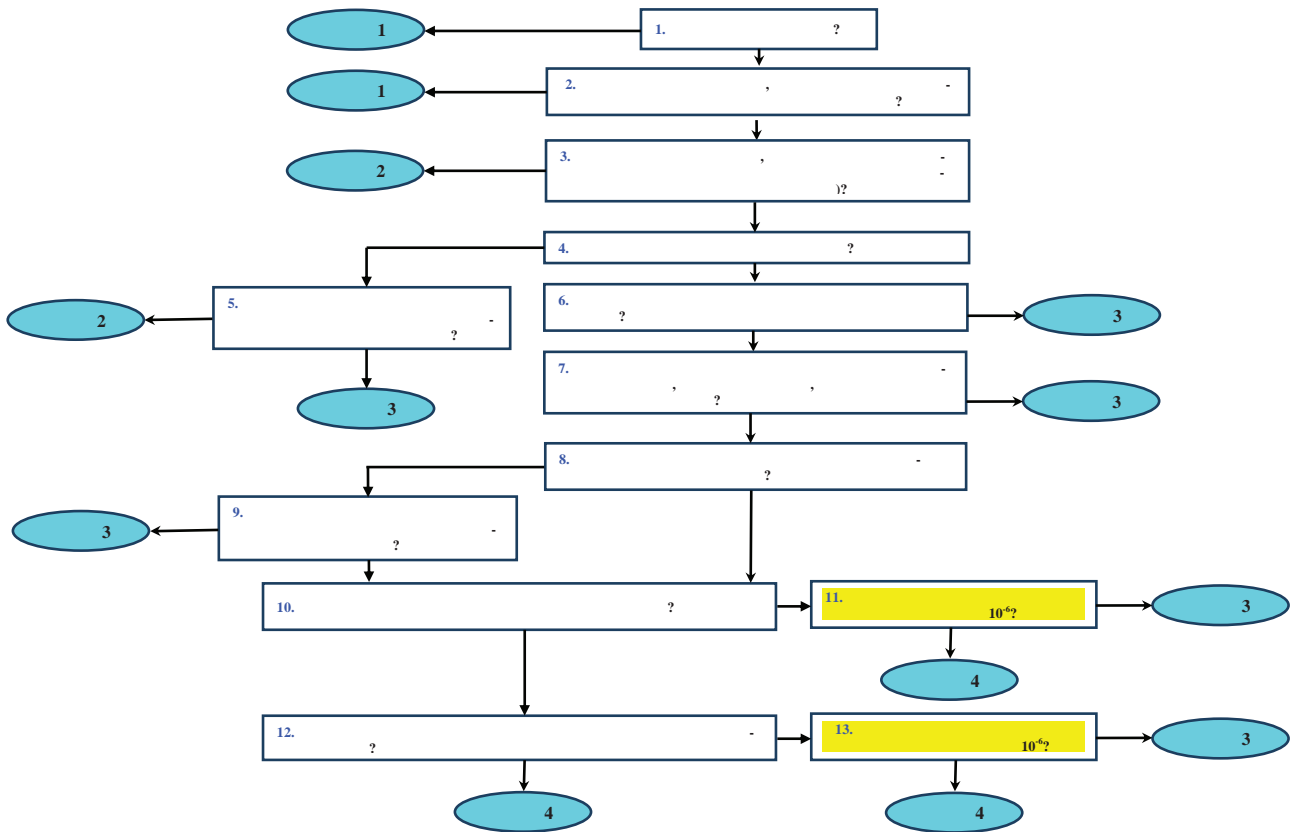


Рис. 4.1. Алгоритм назначения классов элементам АС в соответствии с НП-001-15

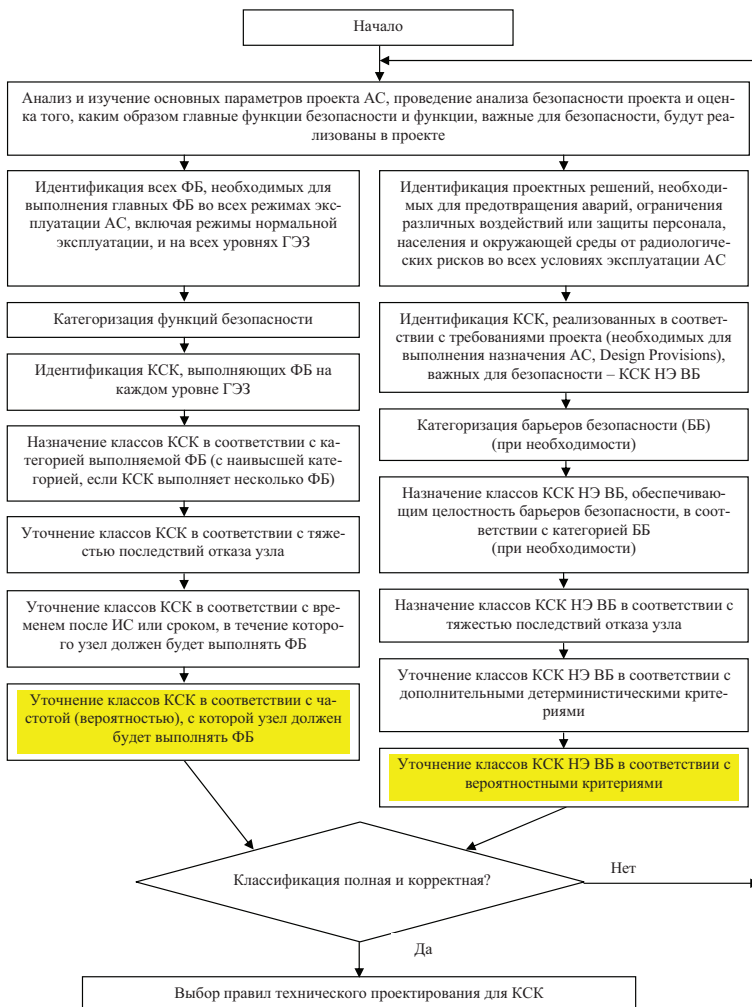


Рис. 5.1. Последовательность этапов классификации узлов (КСК) АС в соответствии с зарубежными подходами

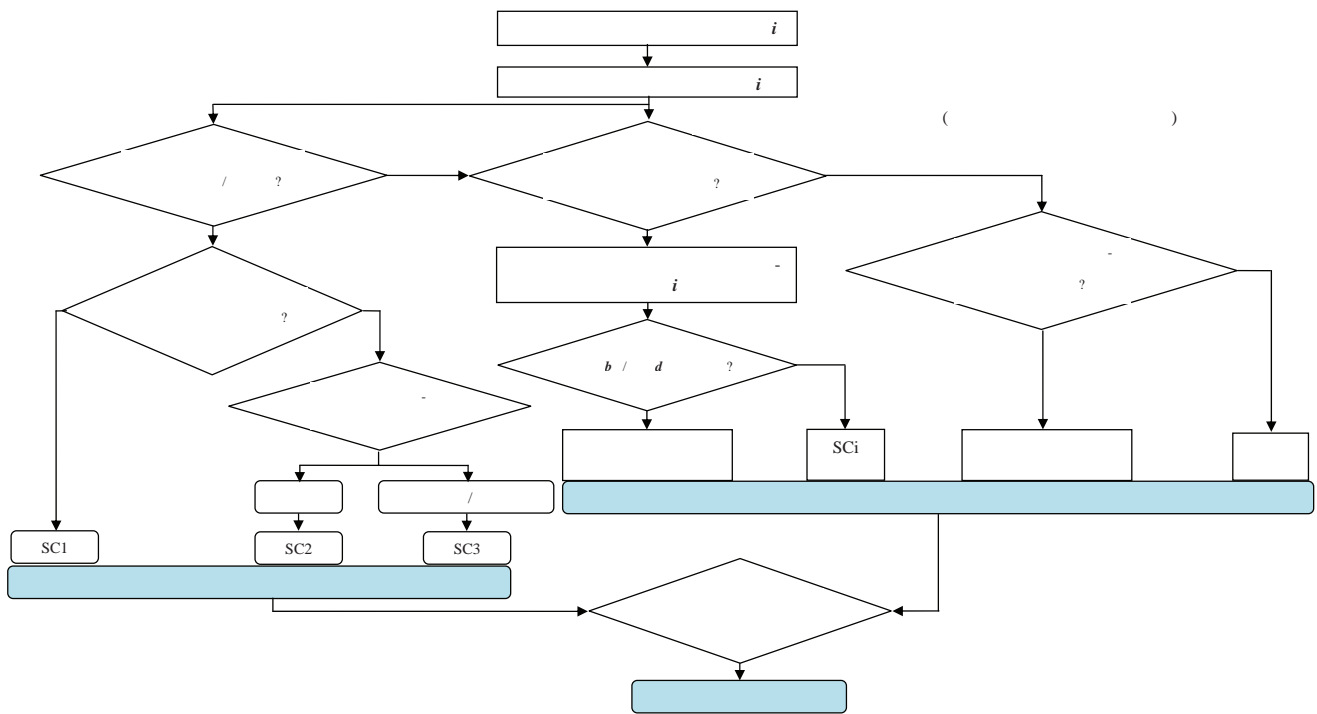


Рис. 5.2. Алгоритм классификации элементов АС на основе детерминистических методов в соответствии с документами МАГATЭ

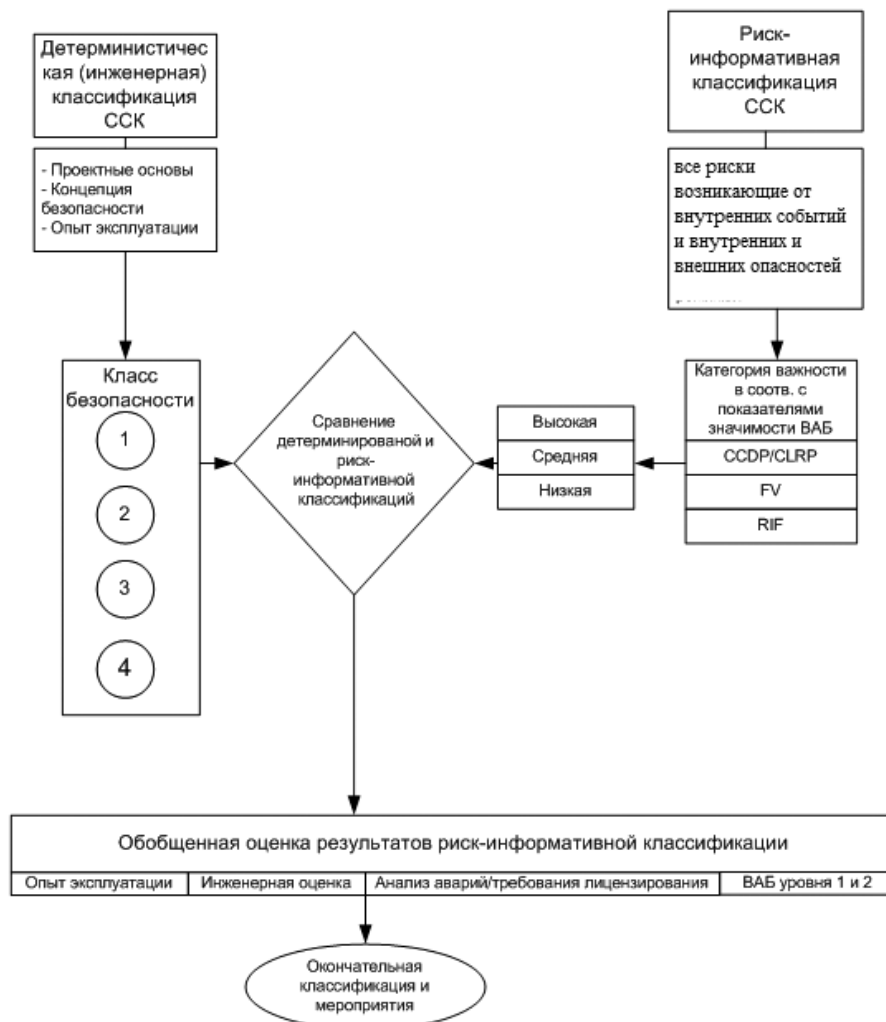


Рис. 5.3. Алгоритм выполнения риск-информативной классификации

Таблица 6.1. Вероятностные показатели значимости для риск-информированной классификации элементов

Наименование показателя	Описание показателя
CCDP (CLRP) – условная вероятность повреждения ядерного топлива (большого аварийного выброса)	<p>Данные показатели (так называемые «барьеры риска») определяют, в целом, надежность выполнения всех необходимых функций безопасности, необходимых для исключения повреждения ядерного топлива при каком-либо иницилирующем событии (ИС). Вычисляются, как отношение частоты повреждения ядерного топлива (большого аварийного выброса) при рассматриваемом ИС и частоты данного ИС:</p> $CCDP = \frac{CDF}{F_{ИС}}$ <p>CLRP вычисляется как отношение между большим значением (CLI exceedance) частоты для данного ИС и частотой ИС.</p> $CLRP = \frac{F_{ИС\_CLI\_exceedance}}{F_{ИС}}$ <p>Эти показатели могут быть использованы для оценки значимости элементов (систем), отказ которых может вызвать учитываемое в ВАБ иницилирующее событие</p>
FV – значимость по Веселы-Фасселу	<p>Данный показатель вычисляется как отношение вероятности повреждения активной зоны (либо большого аварийного выброса), рассчитанной на основе учета только минимальных сечений, включающих отказы рассматриваемого элемента, к номинальной («базовой») вероятности повреждения активной зоны (либо большого аварийного выброса):</p> $FV_i = \frac{Q_{ТОР}(MCSs\_including\_i)}{Q_{ТОР}}$
RIF – фактор повышения риска	<p>Данный показатель вычисляется как отношение вероятности повреждения активной зоны (либо большого аварийного выброса) в предположении достоверного отказа соответствующего элемента (элементов системы) к вероятности повреждения активной зоны (либо большого аварийного выброса) при заданном (исходном) значении вероятности отказа данного элемента (элементов системы):</p> $RIF_i = \frac{Q_{ТОР}(Q_i = 1)}{Q_{ТОР}}$

менты) нормальной эксплуатации, отказ которых нарушает нормальную эксплуатацию АС или препятствует устранению нарушений нормальной эксплуатации АС могут быть отнесены к неважным для безопасности, если при этом условная вероятность перехода указанного отказа в тяжелую аварию составляет менее 10<sup>-6</sup>.

Перечень вероятностных показателей значимости для риск-информированной классификации элементов, качественные и количественные критерия для принятия риск-ориентированных решений по классификации узлов (элементов, КСК) АС на основе зарубежных подходов представлены в таблицах 6.1 и 6.2.

Таблица 6.2. Вероятностные показатели значимости для оценки категории важности компонентов

Категория важности / Показатели значимости ВАБ	CCDP	FV	RIF	CLRP
Высокая	>1E-04	>0.005		>1E-04
Средняя	1E-06 – 1E-04	<0.005	>2	1E-06 – 1E-04
Низкая	<1E-06	<0.005	<2	>1E-04

Таким образом, при использовании и российского, и зарубежного подходов необходимо рассчитывать условную вероятность перехода отказов элемента (узла, КСК) в тяжелую аварию:

$$P(A/B) = \frac{P(AB)}{P(B)}$$

где: P(A/B) – вероятность ТА, вычисленная в предположении, что отказ элемента уже произошел; P(AB) – вероятность совместного появления двух зависимых событий – ТА и отказа рассматриваемого (классифицируемого) элемента АС; P(B) – вероятность отказа данного элемента.

$$CCDP = \frac{CDP \cdot FV_i}{Q_i}$$

где: CCDP – условная вероятность перехода отказа элемента в ТА; CDP – суммарная вероятность тяжелых аварий на интервале в 1 год; FV<sub>i</sub> – значимость по Веселы-Фасселу; Q<sub>i</sub> – вероятность отказа i-го элемента

Детальная методика расчета условной вероятности перехода отказов элементов НЭ в тяжелую аварию приведена в [12].

Для расчета вероятностных показателей, которые могут использоваться при классификации узлов (элементов, КСК) АС с помощью вероятностных методов должны использоваться аттестованные установленным порядком программные средства. В Российской Федерации к таким ПС относятся Risk Spectrum PSA, БАРС, CRISS и другие ПС, аттестованные для выполнения ВАБ. Возможность использования указанных или других ПС в целях классификации узлов (элементов, КСК) АС в других странах определяется по соглашению с Заказчиком и регулирующими органами этих стран.

В [12] приведены примеры расчета вероятностных показателей, которые могут использоваться при классификации узлов (элементов, КСК) АС на основе вероятностных методов с помощью ПС Risk Spectrum PSA.

## 7. Заключение

Впервые разработанная Методика [12] устанавливает единый отраслевой подход при проектировании АЭС в части классификации оборудования АЭС по влиянию на безопасность на основе отечественных и международных требований. Разработаны алгоритмы классификации и даны примеры с использованием вероятностных расчетов, что позволяет избежать завышения класса оборудования и, как следствие, его стоимости.

## Библиография

- [1] НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. М.: 2015 – 74 с.
- [2] Нормы МАГАТЭ по безопасности. «Безопасность атомных электростанций: проектирование», SSR-2/1, Revision 1, Вена, 2016.
- [3] Safety Classification of Structures, Systems and Components in Nuclear Power Plants. Классификация по безопасности конструкций, систем и компонентов АС. (IAEA Safety Standards Series № SSG-30). 2014 г. – 44 с.
- [4] IAEA-TECDOC-1787. Application of the Safety Classification of Structures, Systems and Components in Nuclear Power Plants. IAEA. VIENNA, 2016. – 76 с.
- [5] European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Volume 2. Generic Nuclear Island Requirements. Chapter 1. Safety Requirements. Revision D. October 2012. – 156 с.
- [6] Report. Safety of new NPP designs. WENRA RHWG. March 2013. – 52 с.
- [7] ГОСТ Р МЭК 61226-2011. Атомные станции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Классификация функций контроля и управления. М.: ФГУП «Стандартинформ». 2011. – 28 с.
- [8] ГОСТ Р МЭК 61513-2011. Атомные станции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Общие требования. М.: ФГУП «Стандартинформ». 2012. – 82 с.
- [9] НП-026-16. Требования к управляющим системам, важным для безопасности атомных станций. М.: 2016 – 12 с.
- [10] НП-068-05. Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования. М.: ФС по экологическому, технологическому и атомному надзору. 2006. – 100 с.
- [11] НП-089-15. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. М.: ФС по экологическому, технологическому и атомному надзору. 2015. – 49 с.
- [12] СТО 8841271.058-2017 «Методика обоснования классов безопасности элементов атомных станций». АО ИК «АСЭ», 2017.

## ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА ПРОЦЕССОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

*Ребергер А.М., Метс А.А.*  
*АО «Концерн Росэнергоатом», Москва*

### 1. Введение

Управление сооружением АЭС - важнейший этап управления жизненным циклом АЭС, поскольку именно на данном этапе закладываются технические и эксплуатационные характеристики АЭС, показатели ее эффективности, возможности модернизации, сложность вывода из эксплуатации.

Этап управления сооружением обычно разделяют на следующие подэтапы:

- предпроектные работы (экономическое обоснование, выбор площадки и т.д.);
- проектирование (разработка проектной документации на сооружаемые энергоблоки);
- сооружение (проектно-исследовательские, строительные-монтажные, пуско-наладочные работы).

Ввиду разнообразия технических и инженерных решений, управление сооружением АЭС – это сложная система взаимодействия и коммуникаций множества отраслевых и внеотраслевых участников.

Например, для проекта сооружения Курской АЭС-2, основными участниками сооружения внутри отрасли являются:

- Госкорпорация «Росатом», выступающая в роли Инвестора;
- ЧУ ОЦКС Госкорпорации «Росатом» (далее ОЦКС) в роли методолога по процессам управления сооружением;
- АО Концерн «Росэнергоатом» (далее Концерн, КРЭА) в роли Заказчика сооружения;
- АО ИК «АСЭ» (далее АСЭ) в роли Генерального проектировщика и Генерального подрядчика по строительству-монтажным работам;
- АО «Атомэнергомаш» в роли поставщика сложного и критически-важного оборудования длительного цикла изготовления;
- АО «Атомтехэнерго» (далее АТЭ) в роли Генерального подрядчика по пуско-наладочным работам.

Кроме отраслевых участников в процессах сооружения участвуют сотни субподрядных организаций и поставщиков оборудования и материалов.

Учитывая текущие задачи цифровизации экономики, в задачи управления сооружением входит не только обеспечение ввода в срок объекта с заданными техническими и финансовыми характеристиками, но и создание цифрового двойника объекта для его использования на последующих этапах жизненного цикла АЭС (эксплуатация и модернизация, вывод из эксплуатации).

Таким образом, для обеспечения эффективности процессов сооружения крайне важными являются принятые всеми участниками отраслевые локальные нормативные акты и соответствующие им организационные решения, договорные схемы, архитектурные ИТ-решения.

С точки зрения информатизации и автоматизации процессов, ключевым условием для запуска эффективных процессов является многосторонняя интеграция ИТ-систем участников процессов сооружения:

- Общая НСИ;
- Единая модель данных;
- Сквозные процессы и документооборот;
- Непротиворечивые роли в процессах

Задача «минимум» - обеспечение эффективности процессов сооружения.

Задача «максимум» – цифровой двойник АЭС на всех этапах ЖЦ.

### 2. TCM NC – отраслевой проект управления стоимостью сооружения

В целях обеспечения эффективного управления процессом сооружения: обеспечения оценки стоимости объекта сооружения, управления бюджетом проектов, управления сроками и стоимостью сооружения объекта, в Госкорпорации «Росатом» реализуется отраслевой проект – TCM NC.

Цель – создание мощного аналитического инструмента позволяющего собрать полную картину происходящего на проектах сооружения АЭС в РФ и за рубежом, осуществлять моделирование и прогнозирование исполнения ключевых событий и финансовых показателей проекта сооружения. Достижение этой цели обеспечивается решением следующих задач:

- разработки отраслевой методологии оценки и скользящего прогнозирования сроков и стоимости проекта сооружения;



Рис. 1. Общая схема агрегации данных TCM NC.

- разработки и внедрения единого унифицированного набора справочников у всех участников проекта
- реализации согласованной архитектурной схемы интеграции ИТ-решений и процессов участников
- формирования комплексной ролевой модели: согласованных и непротиворечивых ролей участников процессов сооружения в создаваемых ИТ-системах

Для успешного решения поставленных задач необходимо:

- изменение подходов к проектированию – переход к электронной информационной модели по 100% систем (сейчас не более 50%);
- адаптация справочников текущих проектов (Курская АЭС-2 - пилот) к унифицированным справочникам проекта TCM NC;
- изменение подходов к планированию – 100% привязка к единым справочникам всех работ и оборудования от предпроектной стадии до пусконаладочных работ;
- целевое ИТ-решение, обеспечивающее комплексную интеграцию систем Инвестора, Заказчика и Генподрядчика (сейчас интеграции нет).

Общая схема агрегации данных из ИТ-систем участников сооружения в рамках TCM NC приведена на рисунке 1.

### 3. АСУСС – проект Концерна в рамках TCM NC

В рамках проекта TCM NC в АО «Концерн Росэнергоатом» реализуется проект АСУСС КРЭА, как функциональная часть ИТ-ландшафта TCM NC для проектов сооружения, управляемых Концерном.

Место АСУСС КРЭА в функциональном ландшафте TCM NC показано на рис. 2.

Основной задачей АСУСС КРЭА по отношению к TCM NC является передача плановых и фактических данных исполнения по процессам сооружения (проектно-изыскательские, строительные-монтажные, пусконаладочные работы, поставка оборудования).

Основной задачей АСУСС КРЭА на уровне дивизиона является оперативный учет фактического исполнения процессов сооружения, оперативный план-факт анализ и анализ отклонений, сводная аналитическая отчетность по ходу работ, скользящий прогноз лимитов.

АСУСС реализуется на платформе SAP в рамках единого решения SAP ERP, работающего с 2017 г. на всех филиалах Концерна – действующих и строящихся АЭС.

Элементы управления стоимостью сооружения уже реализованы в рамках SAP ERP:

- Финансовое планирование и отчетность (ДИП-заявки и ДИП-отчеты);
  - Управление фактической стоимостью и лимитами;
  - Ведение бюджетов, лимитов и источников финансирования по всем капитальным проектам и мероприятиям;
  - Отчетность по договорам и заявкам проектов;
  - Отчетность по статусу поставок по проектам (Табло прилётов);
  - Отчетность по источникам финансирования и целевому использованию средств (лимитов).
- Ключевой функционал АСУСС КРЭА будет реализован и введен в эксплуатацию на пилотном объекте (Курская АЭС-2) в 2018 году. Он будет включать в себя:
- Использование метода освоенного объема (укрупненные физ. объемы и темп)
  - Моделирование стоимости и оперативный прогноз, формирование детальной аналитики по стоимости проекта
  - Расширенная поддержка процессов планирования (Титульный список, Тематическое планирование, Источники финансирования, и другая аналитика)
  - Контроль исполнения графика работ, тематического плана, расчет критического пути и контроль ключевых событий (КТС)

### 4. Проблемы и риски

Поскольку создаваемая система (TCM NC и АСУСС КРЭА, как ее составная часть) и методология внедряет-



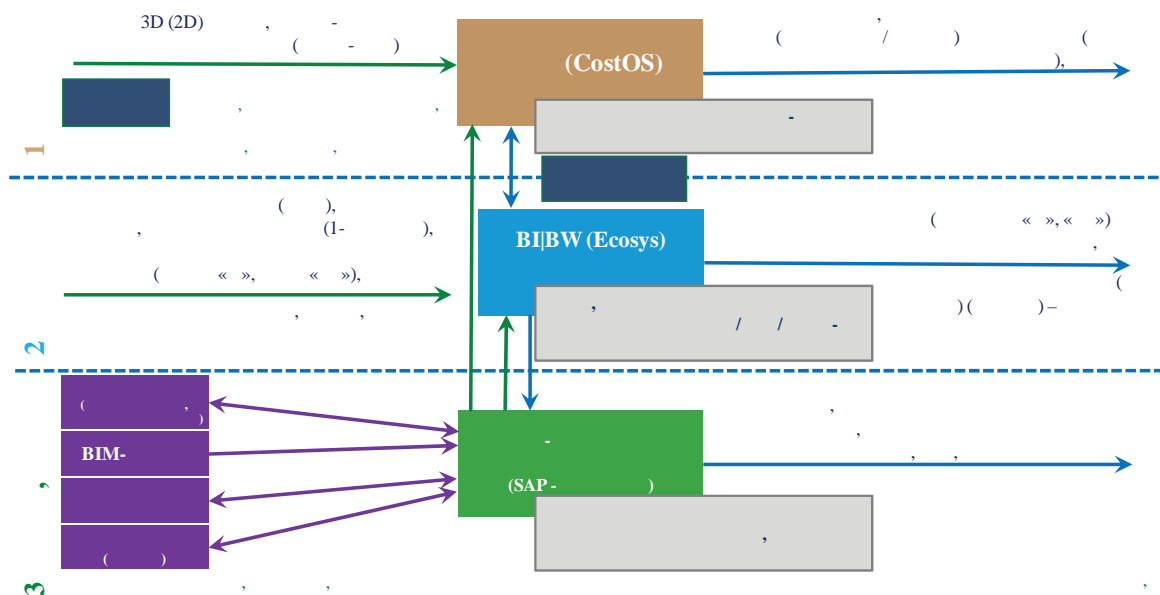


Рис. 2. Общий функциональный ландшафт TCM NC

ся на проекте, находящемся в стадии реализации, есть ряд критических вопросов, решение которых влияет на результаты проекта:

#### Единая НСИ

1. Новые справочники предусмотренные методологией TCM NC (CBS и WBS) необходимо привязать к «старым» справочникам, используемым на начатых проектах (ГЭСН, ФЭР, ЕПС, структура графика и т.д.).

Решение данного вопроса находится в рамках отраслевого проекта ЕСКК, находящегося под управлением ОЦКС, ожидаемые сроки реализации – III квартал 2018 г. Имеются значительные риски сдвига сроков ввиду неоднозначности соответствия и трудоемкости реализации.

#### Цифровая модель данных и информационный обмен

2. Необходимо обеспечить единую структуру планирования работ и поставок на этапах проектирования и сооружения (связи ЛС – ЛСР, спецификации оборудования на стадии П, РД и поставки на площадку и т.д.) – цифровая модель данных (сейчас неструктурированные данные и на бумаге)

3. Организовать передачу от Генподрядчика в Концерн в электронном виде графиков СМР сооружения АЭС с привязкой к строкам локальных смет и графиков выпуска РД (с детализацией до комплекта) с привязкой к графику СМР

Решение данного вопроса необходимо осуществлять путем внесения изменений в типовой договор генподряда и в действующие договоры с Генподрядчиком.

#### Комплексная интеграция ИТ-систем Заказчика и Генподрядчика

4. Необходимо обеспечить постоянную передачу Заказчику в электронном виде всех данных по проекту Курская АЭС-2 в привязке к справочникам TCM NC и с сохранением связей между документацией (проектная – рабочая – исполнительная). На текущий момент имеется только минимальная интеграция только по актам КС-2 без единых справочников.

Решение данного вопроса осуществляется в рамках интеграционной группы при проекте №3 TCM NC.

Имеются значительные риски по срокам реализации ввиду необходимости существенной доработки ИТ-систем Заказчика и Генподрядчика.

## 5. Цифровой двойник АЭС

Работы по созданию TCM NC и АСУСС КРЭА являются важным шагом по созданию цифрового двойника АЭС, создание которого предполагается включить в стратегию цифровизации Госкорпорации «Росатом».

Общая схема интеграции верхнего уровня цифрового двойника приведена на рис. 3

Входными данными цифрового двойника являются данные капитального строительства:

1. Информационная модель в составе:
  - a. перечень систем и оборудования с характеристиками
  - b. чертежи и 3D-модели
  - c. документация (ТП, П, Р, ПН, И)
  - d. единая НСИ;

2. Нормативная документация и требования регуляторов;

3. Опыт сооружения (сроки и стоимость строительства, изменения).

Значительная часть указанных данных рождается и используется в рамках TCM NC (выделено шрифтом на рис.3).

Центральным элементов цифрового двойника является Шаблон эксплуатации АЭС, создание которого предусмотрено утвержденной ИТ-стратегией Концерна в 2019 г.

Функциональный состав шаблона эксплуатации АЭС приведен на рис. 4. Проект АСУСС входит в состав блока «Капитальное строительство» шаблона эксплуатации.

## 6. Выводы

Отраслевой проект TCM NC и его дивизиональная составляющая АСУСС важны и актуальны для отрасли и дивизиона «Энергетический» как с точки зрения



Рис. 3. Общая схема интеграции цифрового двойника



Рис. 4. Функциональный состав шаблона эксплуатации АЭС

оперативных задач автоматизации и повышения эффективности, так и с точки зрения создания стратегического управления бизнесом Госкорпорации «Росатом» и цифровизации в рамках программы Цифровой экономики.

Реализация позволит уже в этом году реализовать оперативное управление стоимостью и графиком сооружения Курской АЭС-2 с возможностью контроля исполнения работ графика и ключевых событий, тематического плана финансирования, прогнозирования и моделирования стоимости на основе метода освоенного объема. При условии решения вопросов перехода к единой нормативной базе и комплексной интеграции ИТ-систем Заказчика и Генподрядчика также в этом году будет обеспечен поток данных по планированию и исполнению проекта сооружения Курская АЭС-2 в ТСМ НС для обеспечения аналитики по исполнению показателей проекта и управлению стоимостью на уровне Инвестора.

По завершению проектов АСУСС и ТСМ НС отрасль в целом и Концерн в частности получит комплексный инструмент оценки и управления стоимостью сооружения объектов атомной энергетике на всех уровнях от оперативного план-факт анализа до комплексного моделирования и прогнозирования стоимости и сроков сооружения с учетом объектов-аналогов и текущих темпов работ.

Введение единых отраслевых справочников и упорядочивание информационного обмена между участниками проектов сооружения позволит создать предпосылки для реализации комплексной информационной модели объекта и сделать шаг к реализации цифрового двойника.

Это позволит повысить экономическую эффективность процессов сооружения АЭС как в России так и за рубежом и даст Госкорпорации «Росатом» дополнительные конкурентные преимущества на зарубежных рынках.

# МЕТОДИКА АНАЛИЗА ГОТОВНОСТИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Ершов Г.А., Гурин В.В., Николаев Ф.В., Чабан О.Г.  
АО ИК «АСЭ», Н.Новгород

Морозов В.Б., Швыряев Ю.В.  
АО «Атомэнергопроект», Москва

## 1. Введение

Экономическая эффективность АС является ключевым фактором их конкурентоспособности на мировом рынке производства электроэнергии. В связи с этим вопросы обеспечения надежности АС в части готовности к выработке электроэнергии становятся все более важными. Контракты на сооружение зарубежных АС и технические задания на отечественные проекты содержат жесткие требования к коэффициенту готовности энергоблоков АС, значение которого (в зависимости от проекта) колеблется от 90 до 93%.

Процесс анализа готовности становится неотъемлемой частью процесса проектирования новых АС. Поэтому АО ИК «АСЭ» совместно с АО «Атомэнергопроект» в 2017 году был разработан стандарт организации для совместного применения АО ИК «АСЭ», АО «Атомэнергопроект» и АО «АТОМПРОЕКТ» - «Методика анализа готовности энергоблока АС на этапе проектирования» (СТО 8841271.050-2017).

Методика является инструментом, позволяющим:

- количественно оценить проектный уровень готовности энергоблока;
- провести оценку соответствия рассчитанных показателей готовности АС требованиям, установленным в ТЗ или контракте;

- выявить те системы или элементы АС, которые являются критическими в плане обеспечения готовности;
- разработать и обосновать расчетом рекомендации по повышению уровня готовности АС;
- разработать и обосновать расчетом предложения по совершенствованию регламентов технического обслуживания и ремонта;
- разрабатывать обоснованные расчетом требования к поставщикам оборудования в части обеспечения необходимого уровня надежности этого оборудования. Основными составляющими разработанной методики являются:
- Методика сбора, обработки и анализа опыта эксплуатации АС-аналогов.
- Методика расчета показателей готовности проектируемой АС на основе данных опыта эксплуатации АС-аналогов.
- Методика оценки продолжительности плановых остановов и остановов для проведения специальных работ проектируемой АС на основе специфических данных
- Методика моделирования и расчета показателей неплановой неготовности проектируемой АС на основе специфических данных

## 2. Порядок выполнения анализа готовности АС

### 2.1. Общие положения

Методика предназначена для использования организациями АО ИК «АСЭ» при выполнении анализов готовности энергоблоков как вновь проектируемых, так и действующих АС.

Процесс анализа готовности является итерационным (см. рис. 2.1,2.2), он должен выполняться на всех стадиях жизненного цикла станции (кроме вывода из эксплуатации), а результаты этого процесса должны

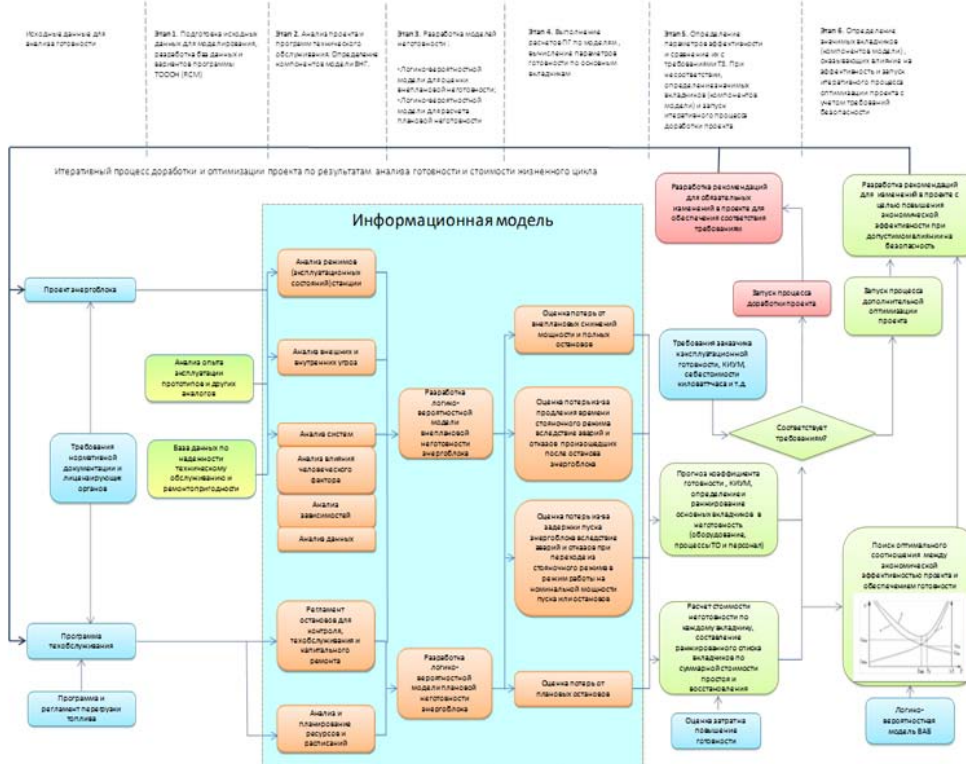
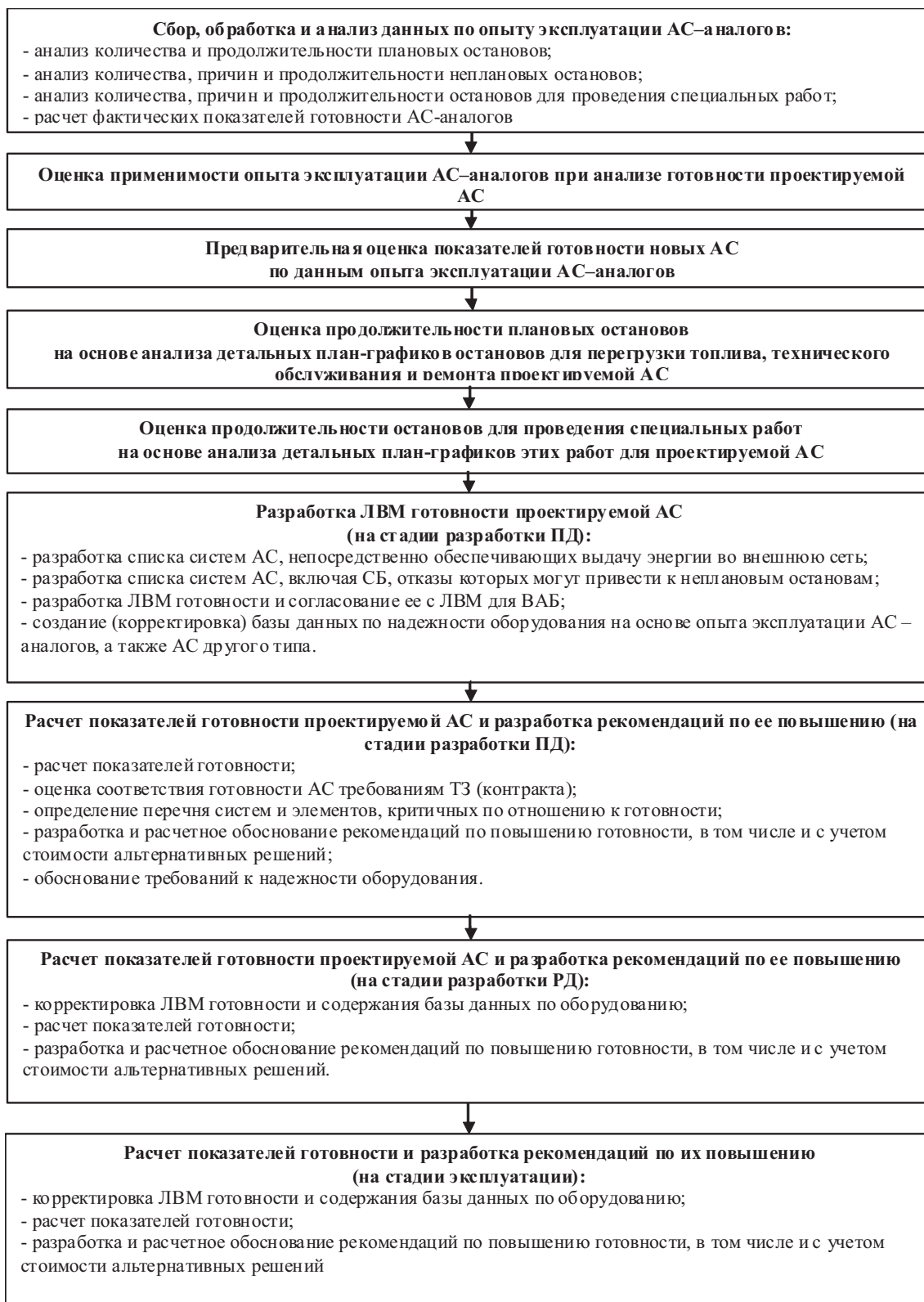


Рис. 2.1. Процесс анализа готовности АС



**Рис. 2.2.** Последовательность этапов анализа готовности

использоваться для повышения эффективности эксплуатации АС.

Анализ готовности должен выполняться в процессе проектирования, до начала поставок и строительства, чтобы минимизировать воздействие потенциальных проектных изменений и обеспечить выполнение требований по надежности систем и элементов.

Этот анализ должен в максимально возможной степени согласовываться с результатами ВАБ [1]. При проведении обоих видов анализа должны, насколько это возможно и целесообразно, использоваться аналогичные методики, программные средства, идентичные данные по надежности оборудования.

## 2.2. Основные показатели анализа готовности

В соответствии с методикой, при оценке готовности проектируемых АС используются следующие показатели:

- коэффициент технического использования;
- годовой проектный коэффициент готовности;

**Коэффициент технического использования  $K_{ти}$**  равен отношению математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период [2].

Для определения  $K_{ти}$  АС может использоваться выражение:

$$K_{ти} = \frac{T_{раб}}{T_{раб} + T_p + T_{то}} \quad (2.1)$$

где:  $T_{раб}$  – математическое ожидание времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации, час;  $T_p$  – математическое ожидание времени ремонта (планового и/или непланового) за тот же период эксплуатации, час;  $T_{то}$  – математическое ожидание времени технического обслуживания (планового) за тот же период эксплуатации, час.

Применительно к АС продолжительность периода эксплуатации обычно принимается равной одному году, т.е.  $T_{раб} + T_p + T_{то} = T = 8760$ , час. Т.о.  $K_{ти}$  АС равен отношению времени работы на мощности к продолжительности календарного года:

$$K_{ти}^{АС} = \frac{T_{раб}}{T} \quad (2.2)$$

Значение  $T_{раб}$  может быть определено на основе аналитической модели готовности энергоблока, разработанной по отношению к неплановым остановам с применением соответствующего программного обеспечения. Результатом расчетов, выполняемых по аналитической модели, является значение среднего за цикл эксплуатации коэффициента неготовности энергоблока  $Q$ . В этом случае значение  $T_{раб}$  может быть вычислено по формуле:

$$T_{раб} = (T - T_{то}) \cdot (1 - Q) \quad (2.3)$$

Соответственно, значение  $K_{ти}$  АС может быть определено как:

$$K_{ти}^{АС} = \left(1 - \frac{T_{то}}{T}\right) \cdot (1 - Q) \quad (2.4)$$

**Годовой проектный коэффициент готовности  $A$** , усредненный по 20-летнему периоду, рассчитывается по формуле [3]:

$$A = 100 \cdot \left\{1 - \frac{1}{365} \left[ \frac{1}{20} (k_1 I_1 + k_2 I_2 + k_3 I_3 + I_4 + (k_1 + k_2 + k_3) I_6) + I_5 \right] \right\}, \% \quad (2.5)$$

где:  $I_1$  – референтная продолжительность останова на перегрузку топлива и техобслуживание (от отключения энергоблока от сети (внешней энергосистемы) до включения в сеть), сут.;  $k_1$  – количество остановов на перегрузку топлива и техобслуживание в течение 20-летнего цикла эксплуатации в зависимости от длины топливного цикла;  $I_2$  – референтная продолжительность останова для капитального ремонта основного турбогенератора, включая останов для перегрузки топлива и техобслуживания, (от отключения энергоблока от сети до включения в сеть), сут.;  $k_2$  – количество капремонтов основного турбогенератора в течение 20-летнего пери-

ода эксплуатации;  $I_3$  – референтная продолжительность останова для проведения эксплуатационного контроля, включая останов на перегрузку и техобслуживание и капитальный ремонт турбогенератора, (от отключения энергоблока от сети до включения в сеть), сут.;  $k_3$  – количество остановов для проведения эксплуатационного контроля за 20-летний период эксплуатации;  $I_4$  – продолжительность ежегодных вынужденных остановов (от отключения энергоблока от сети до включения в сеть, продолжительность набора мощности от ее величины на момент включения энергоблока в сеть до выхода на номинальную мощность (100%) считается пренебрежимо малой), сут.;  $I_5$  – резерв для проведения специальных работ в течение 20-летнего периода. Эти специальные работы включают модернизацию (систем и компонентов) или замену крупных компонентов (например, парогенераторов), сут.;  $I_6$  – неготовность для загрузки (продолжительность набора мощности от ее величины на момент включения энергоблока в сеть до выхода на номинальную мощность), сут.

Остановы  $I_1, I_2, I_3$  являются плановыми. Если для конкретной АС проводятся плановые остановки другого вида, то формула (2.5) должна быть соответствующим образом откорректирована.

Сравнение выражений (2.1) и (2.5) показывает, что годовой проектный коэффициент готовности представляет собой коэффициент технического использования, вычисленный при условии, что под работоспособным состоянием АС понимается ее работа на номинальной мощности, выраженный в процентах.

## 3. Сбор, обработка и анализ опыта эксплуатации

Перед проведением анализа готовности проектируемой (строящейся) АС выполняется анализ опыта эксплуатации аналогичных АС, накопленного в Российской Федерации и за рубежом.

В ходе данного анализа формируются статистические оценки плановых и неплановых компонентов расчета готовности.

При данном анализе может использоваться опыт, полученный при эксплуатации АС с реакторами других типов, более того, не следует ограничиваться опытом эксплуатации АС только одного типа.

На основе этого анализа определяются наиболее значимые причины отказов функционирования КСК, которые приводят к вынужденным (неплановым) остановам. В число таких причин включаются как внутренние, так и внешние причины такие как, например, экстремальные внешние природные и техногенные воздействия.

Одним из основных источников данных по опыту эксплуатации АС являются данные эксплуатации АС с ВВЭР-1000. Однако эти данные должны использоваться критически, с учетом особенностей эксплуатации АС данного типа в различные временные периоды.

Помимо данных эксплуатирующей организации должна (по возможности) использоваться информация, предоставляемая МАГАТЭ и другими надзорными и аналитическими организациями.

## 4. Оценка продолжительности плановых остановов

Оценка продолжительности плановых остановов для перегрузки топлива, технического обслуживания и ремонта должна производиться путем анализа план-

графиков всех типов ТО и ремонта (капитального, среднего и т.д.), разработанных для энергоблоков проектируемой АС.

При выполнении оценки продолжительности плановых остановов могут быть использованы и план-графики ТО и Р реакторной установки, если есть уверенность, что общая продолжительность работ по ТО и Р турбинной установки, вспомогательных систем и пр. не превышает продолжительность работ на реакторной установке.

### 5. Оценка неплановой неготовности

Расчет длительности неплановых остановов АС или энергоблока АС выполняется на основе анализов надежности систем, показателей безотказности и ремонтнопригодности элементов АС, чья надежность и пригодность к техническому обслуживанию и ремонту оказывает значительное влияние на целевые показатели готовности АС.

Расчет показателей неплановой неготовности энергоблоков проектируемой АС на основе специфических данных производится путем разработки ЛВМ неплановой неготовности энергоблока и производства соответствующих расчетов.

Вероятностная модель разрабатывается с использованием программного комплекса RiskSpectrum [4] или других аттестованных в установленном порядке про-

граммных средств, предназначенных для анализа надежности.

#### 5.1. Разработка ЛВМ готовности энергоблока

В целом порядок и методика разработки моделей готовности АС должны соответствовать порядку и методике разработки моделей ВАБ. При этом в модели готовности АС включаются, прежде всего, модели тех систем станции, которые необходимы для обеспечения производства электроэнергии. При моделировании готовности используются или могут использоваться другие критерии отказа систем и элементов АС.

В сильно упрощенном виде графическая модель готовности АС может быть представлена так, как это показано на рисунке 5.1.

Для наглядности модель представлена в виде схемы функциональной целостности (СФЦ), отображающей взаимосвязи систем при нормальном функционировании энергоблока. СФЦ используются для моделирования готовности в том случае, если для дальнейших расчетов используется программный комплекс БАРС. Если же для расчетов используется RickSpectrum, то графические модели строятся в виде деревьев отказов. Пример такого дерева приведен на рисунке 5.2.

Модели готовности строятся для всех эксплуатационных состояний станции (ЭСС), при которых производится выдача электроэнергии во внешнюю сеть.

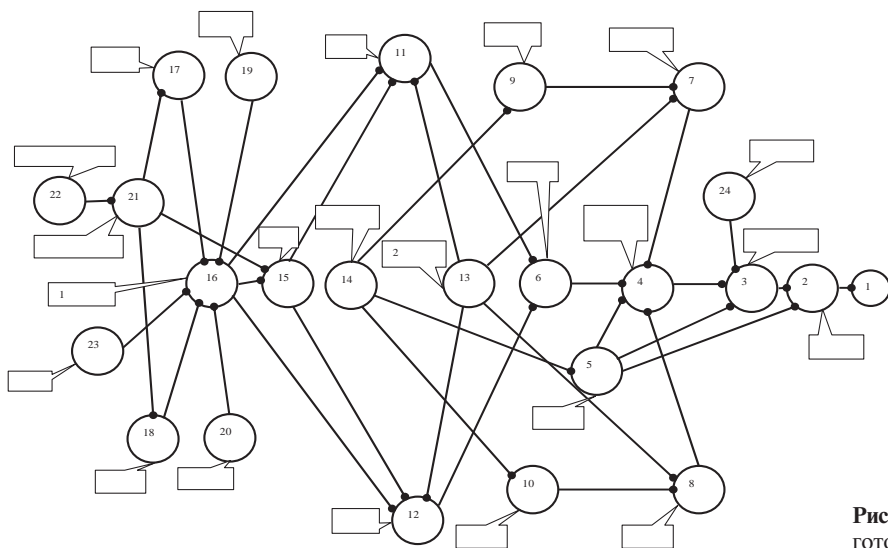


Рис. 5.1. Упрощенная графическая модель готовности АС

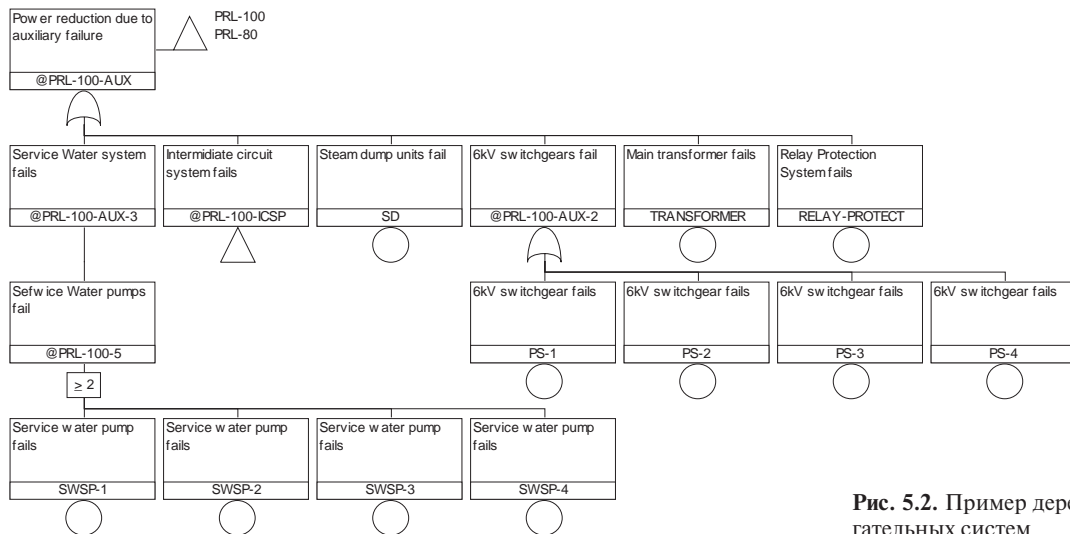


Рис. 5.2. Пример дерева отказов для вспомогательных систем

Разработка дерева отказов выполняется в четыре этапа:

- формирование возможно более полного перечня систем для всех режимов работы энергоблока, при которых отказы КСК оказывают влияние на готовность энергоблока в целом;
- формирование перечня функций и режимов работы систем для разных групп ЭСС;
- разработка моделей неготовности систем для каждой функции и для каждого ЭСС на основе деревьев отказов или СФЦ;
- формирование супердерева отказов, объединяющего все модели систем, для вычисления коэффициента готовности энергоблока.

## 5.2. Разработка ЛВМ готовности систем, влияющих на выработку электроэнергии и систем, чьи отказы могут привести к неплановым остановам

Моделируется выполнение системами (каналами систем) функций, необходимых для обеспечения работы энергоблока на номинальном или частичных уровнях мощности, а также выполнение обеспечивающих функций, необходимых для функционирования смоделированных систем.

При этом в моделях систем должны учитываться имеющиеся межэлементные и межсистемные зависимости, способные повлиять на выполнение системами своих функций.

Принципы анализа и моделирования систем для целей анализа внеплановой неготовности аналогичны описанным в [5]. Графические модели систем могут разрабатываться с помощью аппарата деревьев отказов (ДО), схем функциональной целостности (СФЦ) или других методов графического моделирования, используемых в программных средствах для анализа надежности (готовности). Эти программные средства должны быть аттестованы установленным порядком.

Специфика работы систем в разных эксплуатационных состояниях учитывается разработкой ДО (СФЦ) систем для каждого ЭСС и для каждой моделируемой функции системы. В целях полного описания технических основ для разработки ДО, в составе отчета об анализе готовности для каждой анализируемой системы должны быть представлены описания работы и функциональные схемы систем.

Порядок выполнения анализа влияния отдельной системы на внеплановую неготовность энергоблока представлен на рисунке 5.3.

Следует, например, учитывать наличие резервированных групп однотипных элементов, часть из которых работает, а другая часть находится в резерве (в режиме дежурства) периодически подключаясь в работу для замещения выводимых в резерв работающих элементов.

В этом случае, для находящегося в работе восстанавливаемого элемента с отказами явного вида может быть использована следующая модель:

$$K_G = \frac{1}{1 + \lambda_p \cdot T_v} \quad (5.1)$$

где:  $\lambda_p$  – интенсивность отказов элемента в режиме работы, 1/час;  $T_v$  – среднее время восстановления элемента, час.

Для периодически контролируемого восстанавливаемого элемента, находящегося в рассматриваемый период работы энергоблока в резерве по отношению к работающему, может быть использована другая модель:

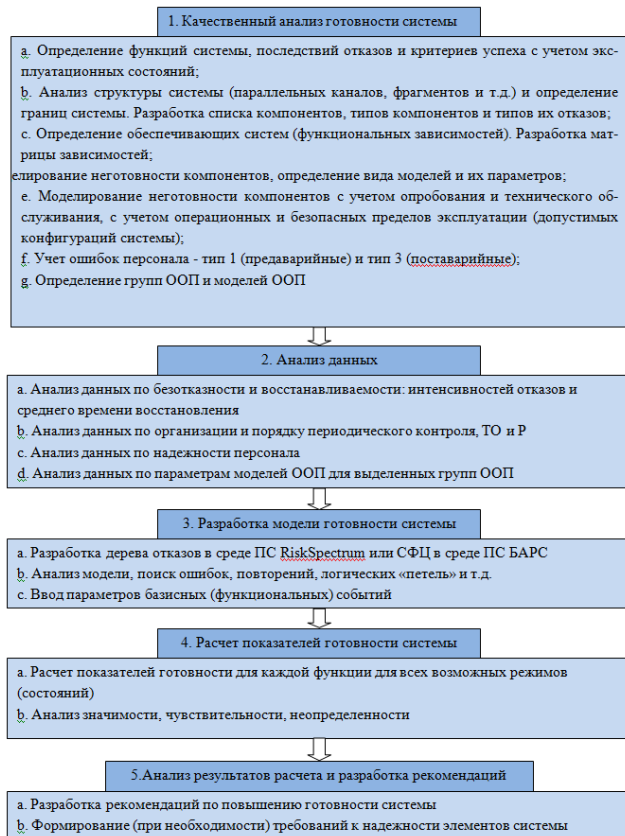


Рис. 5.3. Порядок выполнения анализа готовности для одной системы и в условиях одного ЭСС

$$K_G = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_c \cdot \Delta T_k}{2} + \lambda_p \cdot T_v} \quad (5.2)$$

где:  $\lambda_c$  – интенсивность скрытых отказов элемента в режиме дежурства, обнаруживаемых при периодическом контроле, 1/час;  $\lambda_p$  – интенсивность отказов элемента в режиме работы, 1/час;  $\Delta T_k$  – значение периодичности контроля работоспособного состояния элемента, равное времени его нахождения в состоянии резерва между последовательными подключениями его в работу, час;  $T_v$  – среднее время восстановления элемента, час.

Многие периодически контролируемые восстанавливаемые элементы систем безопасности в период нормальной эксплуатации энергоблока постоянно находятся в режиме дежурства. Такие элементы оказывают влияние на готовность энергоблока только в том случае, если их время восстановления превысит допустимое время вывода из эксплуатации элемента при работе энергоблока на мощности  $T_{доп}$ .

Для указанных элементов значение коэффициента готовности может быть определено по следующей формуле:

$$K_G = 1 - \left(1 - \frac{1}{1 + \frac{\lambda_c \cdot \Delta T_k}{2}}\right) \cdot P(T_v, T_{доп}) \quad (5.3)$$

где:  $\lambda_c$  – интенсивность скрытых отказов элемента в режиме дежурства, обнаруживаемых при периодическом контроле, 1/час;  $\Delta T_k$  – значение периодичности контроля работоспособного состояния элемента, час;  $P(T_v, T_{доп})$  – вероятность невозможности восстановления элемента в течение  $T_{доп}$ , час.

## 6. Применение результатов анализа готовности

При анализе результатов анализа готовности решаются следующие задачи:

- Оценка соответствия рассчитанных показателей требованиям ТЗ (контракта)
- Определение перечня систем и элементов, оказывающих значимое влияние на готовность
- Разработка и расчетное обоснование рекомендаций по повышению надежности
- Разработка мероприятий по обеспечению надежности и готовности
- Обоснование требований к надежности оборудования

Одним из результатов анализа готовности должна быть идентификация систем и элементов, отказы которых оказывают значительное влияние на безопасность и готовность АС.

Идентификация значимых КСК (конструкций систем и компонентов) осуществляется на основе детерминистических и вероятностных анализов безопасности и анализа готовности АС. В ходе перечисленных анализов формируется перечень КСК, ранжированный по значимости их влияния на значение коэффициента готовности.

В отношении КСК с высокой значимостью могут быть применены проектные методы по повышению их надежности:

- резервирование;
- уменьшение интенсивности отказов элементов системы;
- уменьшение времени восстановления;
- выбор рациональной периодичности и объема контроля системы.

Сформированные рекомендации обосновываются повторными расчетами.

### Выводы

1. Впервые разработанная «Методика анализа готовности энергоблока АС на этапе проектирования» (СТО 8841271.050-2017) устанавливает объем и порядок выполнения анализа готовности на основе отечественных и международных требований.

2. Основным содержанием методики анализа готовности является описание методов и способов моделирования и расчета показателей готовности, подготовки необходимых исходных данных, как по показателям безотказности, так и по показателям ремонтпригодности, по параметрам системы технического обслуживания и ремонта и т.д.

3. Основной и наиболее трудоемкой частью Методики является оценка неплановой неготовности на основе логико-вероятностных модели. Для расчета значения коэффициента неготовности АЭС может использоваться ПК RiskSpectrum или ПК БАРС [6].

4. Результаты расчетов анализа готовности, являются основой для определения требований к надежности КСК, закладываемых в проектную документацию.

5. Перечни элементов систем АЭС, ранжированные по значимости их влияния на готовность АЭС являются основой для таких мероприятий по повышению готовности, как: разработка программ ТОиР, ориентированных на надежность; разработка и внедрение систем мониторинга технического состояния оборудования и т.д.

6. Результаты анализа готовности являются исходными данными для экономических расчетов анализа эффективности проектируемых и действующих АЭС.

### Список литературы

1. Швыряев Ю.В. и др. Вероятностный анализ безопасности атомных станций. Методика выполнения. М.: ИАЭ им. И.В. Курчатова, 1992.
2. ГОСТ 26291-84 Надежность атомных станций и их оборудования. Общие положения и номенклатура показателей. (СТ СЭВ 4334-83). М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1986. – 18 с.
3. Требования европейских энергетических компаний к АС с легководными реакторами. Том 2. Общие требования к ядерному острову. Глава 18. Методология оценки эксплуатационных характеристик. Ревизия D. Октябрь 2012.
4. RiskSpectrum Analysis Tools. Theory Manual. By Lloyd's Register Consulting – Energy AB. Version 3.3.0. © Lloyd's Register Consulting – Energy AB 2016.
5. РБ-100-15 Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендации по порядку выполнения анализа надежности систем и элементов атомных станций, важных для безопасности, и их функций». М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2015. – 115 с.
6. Отчет о верификации программного средства БАРС (Безопасность и Анализ Риска Систем), версия 1.0. НИР.0-0-22-ОТ-о41. Изм. 0 11.2011. СПб.: ОАО «СПбАЭП», 2011 г. – 234 с.

## ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ АЭС ПРИ ПАДЕНИИ ТЯЖЕЛОГО КОММЕРЧЕСКОГО САМОЛЕТА С УЧЕТОМ НЕЛИНЕЙНОЙ РАБОТЫ КОНСТРУКЦИЙ

*Модестов В.С., Лукин А.В., Муртазин И.Р., Федоренко Р. В., Кудрявцев А.А.*  
*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», Санкт-Петербург*

### Введение

В настоящей статье представлены результаты работ по оценке прочности строительных конструкций АЭС при падении тяжелого коммерческого самолета с учетом нелинейной работы конструкций.

Цель работы заключается:

1) в обосновании габаритов (толщины и армирования) внешней защитной оболочки здания реактора АЭС, а также ряда зданий «ядерного острова» при ударе тяжелого коммерческого самолета с использованием уточненных нелинейных моделей поведения железобетонной конструкции;

2) в оценке целостности отдельных помещений или сооружений АЭС при ударе тяжелого коммерческого самолета посредством учета нескольких преград (ограждающих конструкций), встречающихся на траектории падения самолета. Путем прямого моделирования системы «движущийся самолет – преграда» рассчитываются нагрузки на каждую из преград, и оценивается их целостность при последовательной потере са-



молетом скорости и энергии. Последняя ограждающая конструкция должна сохранять несущую способность.

Представлены результаты работ по следующим направлениям:

1) Проведен анализ конструктивных решений рассматриваемых зданий, физико-механических характеристик грунтового основания.

2) Построена математическая модель рассчитываемых зданий АЭС с учетом инженерно-геологических условий площадки основания.

3) Разработаны конечно-элементные модели зданий с учетом конструктивных элементов (бетона, продольной и поперечной арматуры). Проведен выбор затухания в материалах здания. Назначены параметры упруго-пластического деформирования каждого из элементов конструкции, заданы критерии их разрушения.

4) Проведен анализ нагрузки, действующей на сооружение.

Представлены результаты математического моделирования, выполненные с применением программной системы конечно-элементного анализа ABAQUS [1]. Верификация численных алгоритмов, реализованных в данной программной системе, представлена в документе [2]. Приведены результаты верификации методов решения физически и геометрически нелинейных задач динамики железобетонных конструкций при ударных воздействиях. Верификация данного программного комплекса приведена в [2]. В рамках данной работы выполнено решение некоторых необходимых верификационных задач, отсутствующих в [2].

Работы выполнены в соответствии с нормативно-технической и нормативно-методической документацией, используемой при проектировании АЭС [3]-[8].

### Верификация математических моделей материалов и численных методов на базе натуральных испытаний

#### Описание постановки и результатов натуральных испытаний

В 1992 году были проведены натурные испытания с целью исследования поведения бетона при ударном воздействии [9]. Данные исследования проводились на базе нескольких институтов Японии и США. Испытания проводились с помощью деформируемого ударника.

Информация о результатах эксперимента содержится в таблице 1 Таблица. Эта информация включает в себя данные об ударнике, скорость удара и массу ударника. Таблица 2 показывает геометрические характеристики исследуемых плит вместе с армированием. Данные о материалах исследуемых бетонов и арматурных стержней представлены в таблице 3.

Таблица 1. Характеристики ударника из эксперимента

Тест	Тип ударника	Скорость ударника, м/с	Масса отбойника, кг	Диаметр отбойника, м	Длина отбойника, м
Full-Scale-Test	деформируемый	215	1463	0,76	2,4

Таблица 2. Геометрические и прочностные характеристики плит и информация об армировании

Тест	Ширина, высота плиты, м	Толщина плиты, мм	Процент армирования, %		Прочность бетона на сжатие, МПа
			Продольное армирование	Поперечное армирование	
FullScale Test	7x7	1600	0,4	0	23,5

Таблица 3. Характеристики материалов бетонов и арматуры

Тест	Бетон	Сталь (продольное/поперечное армирование)			
		$f_c$ , МПа	$f_y$ , МПа	$f_u$ , МПа	$\epsilon_u$
FullScale Test	23.5	488.7 / 466.5	744.4 / 732.9	0.05	32.3 / 35.8

В качестве результатов для сравнения эксперимента и численного расчета рассматриваются:

- Картина поврежденности бетонной плиты;
- Профиль прогиба плиты диагональном сечении в различные моменты времени;
- Перемещение плиты во времени в центральной точке.

#### Математическое моделирование при различном конечно-элементном разбиении плиты

Приведены результаты верификации численных методов расчета процесса взаимодействия железобетонных конструкции с деформированным ударником в программной системе ABAQUS на основе вышеописанного эксперимента. В таблицах 4,5 отображены принятые для численных расчетов физико-механические свойства бетона и ударника [10], [11] и [12].

Таблица 4. Физико-механические свойства бетона

Модуль упругости	E, ГПа	30.5
Коэфф. Пуассона	$\nu$	0.2
Плотность	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	2400
Угол дилатации		31
Экцентриситет потенциала текучести		0.1
Упрочнение бетона при двухосном равномерном сжатии		1.7
Коэффициент формы девиаторного сечения		0.667
Параметр вязкости		0

Таблица 5. Механические и физические свойства ударника

E, ГПа	$\sigma_y$ , МПа	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Масса, кг
210	410	7850	50.5

На рисунке 1 представлены результаты расчетов для моделей со значениями размеров элементов преграды 25 мм, 50 мм, 100 мм, 150 мм.

Выбор таких размеров объясняется тем, что при моделировании локального контакта и ударного взаимодействия в нелинейной физической и геометрической постановке размер конечных элементов, непосредственно связан с габаритными размерами взаимодействующих тел. Ясно, что образование кратера в зоне

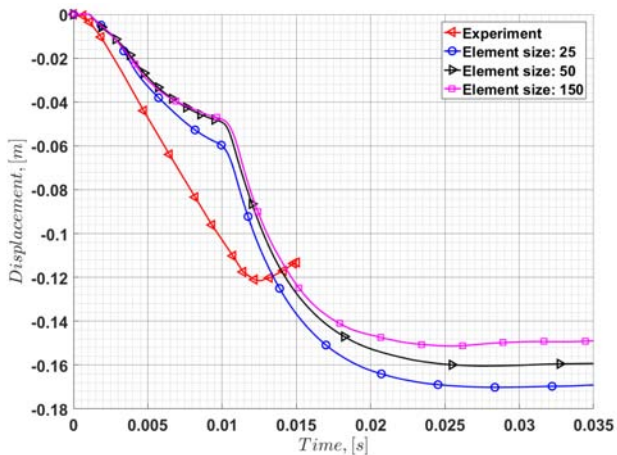


Рис. 1. Перемещения в центральной точке плиты

удара вообще не может быть смоделировано при грубой сетке на преграде. В этом случае будет наблюдаться существенное увеличение жесткости преграды на поперечную деформацию, вызванное невозможностью воспроизведения реального профиля деформаций в конечно-элементной модели. Распространение результатов решения верификационной задачи на расчеты объектов других габаритов имеет основание лишь в смысле определения допустимого отношения размера элемента к характерному размеру лицевого сечения ударника. В реальных расчетах размер ударника (самолет) будет существенно больше, чем в модельной задаче. А именно:

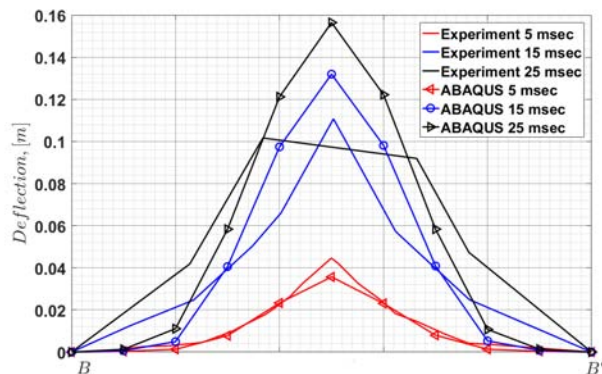


Рис. 2. Профиль прогиба плиты в диагональном сечении

диаметр фюзеляжа 8 м; характерный размер элемента в модели зданий 0,5 м; отношение этих величин  $8/0,5 = 16$ . Для верификационной задачи с плитой диаметр ударника 0,76 м, значит соответствующий размер элемента, на котором требуется проверить сеточную сходимость, составляет  $0,76/16 \approx 0.05$  (50 мм).

На рисунке 2 показан профиль прогиба в диагональном сечении плиты в различные моменты времени при размере сетки 50 мм.

Сравнение картины поврежденности плиты с экспериментом при размере сетки 50 мм показано на рисунке 3.

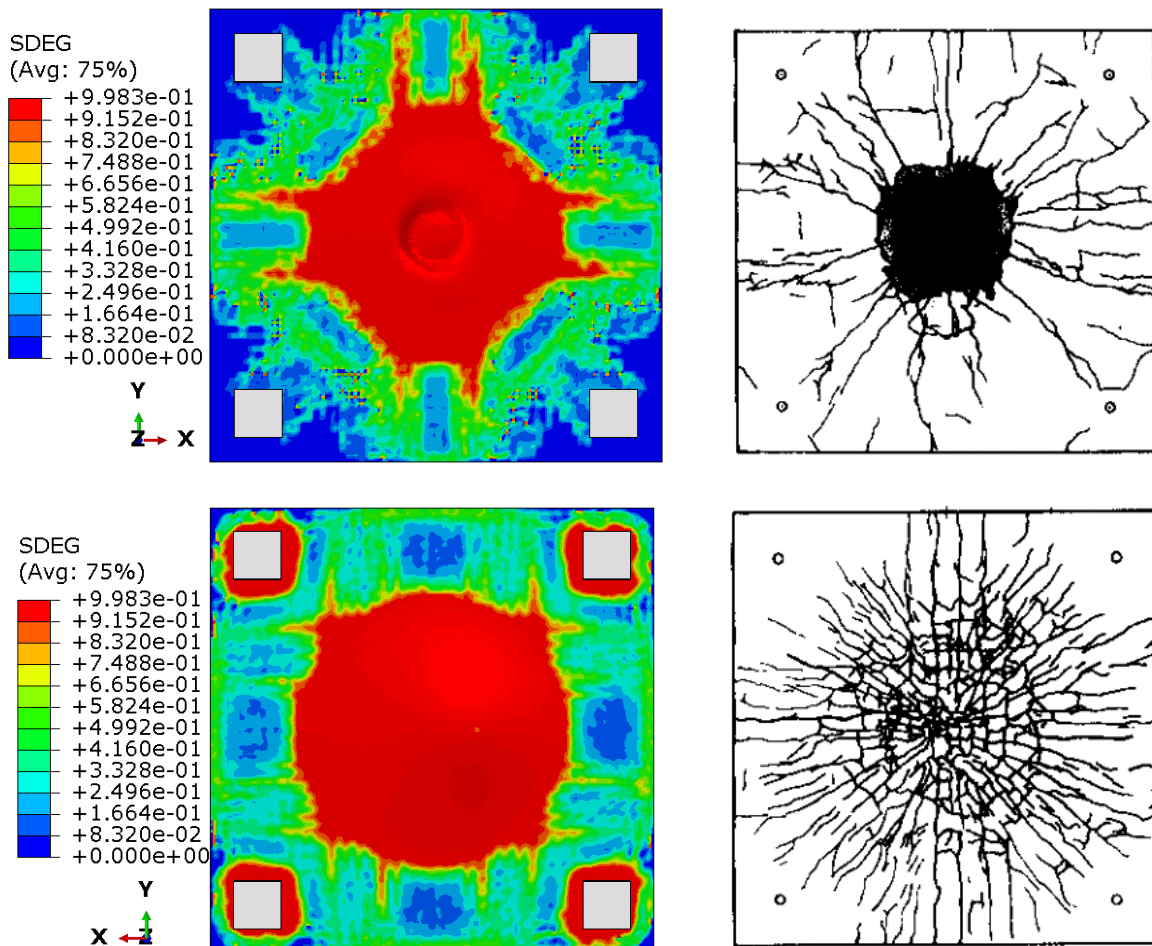


Рис. 3. Профиль прогиба плиты в диагональном сечении

Как видно из рисунков, вычисленное распределение трещин и сколов в бетоне хорошо совпадает с наблюдаемым в эксперименте.

Математическое моделирование для различных вариантов армирования

На рисунках 4 и 5 представлены результаты исследования методик моделирования арматуры в бетоне. Рассматривались три методики: стержневое моделирование с использованием *truss* и *beam* элементов, а также распределенной армирования, с помощью технологии «*rebar layers*». В качестве сравниваемых величин используются зависимости перемещений от времени и поврежденность.

На основе полученных результатов и сравнения их с данными эксперимента сделано заключение о работоспособности технологии *rebar layer* в программной системе *ABAQUS*, позволяющей использовать распределенное армирование в расчете вместо стержневого. Это позволит значительно сократить время расчета, не потеряв в точности результатов.

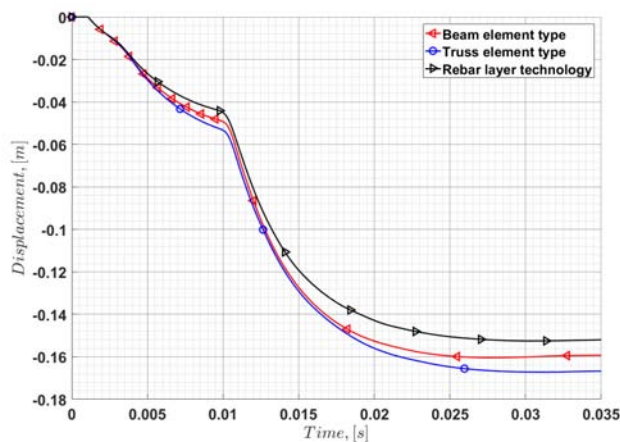


Рис. 4. Перемещения в центральной точке плиты

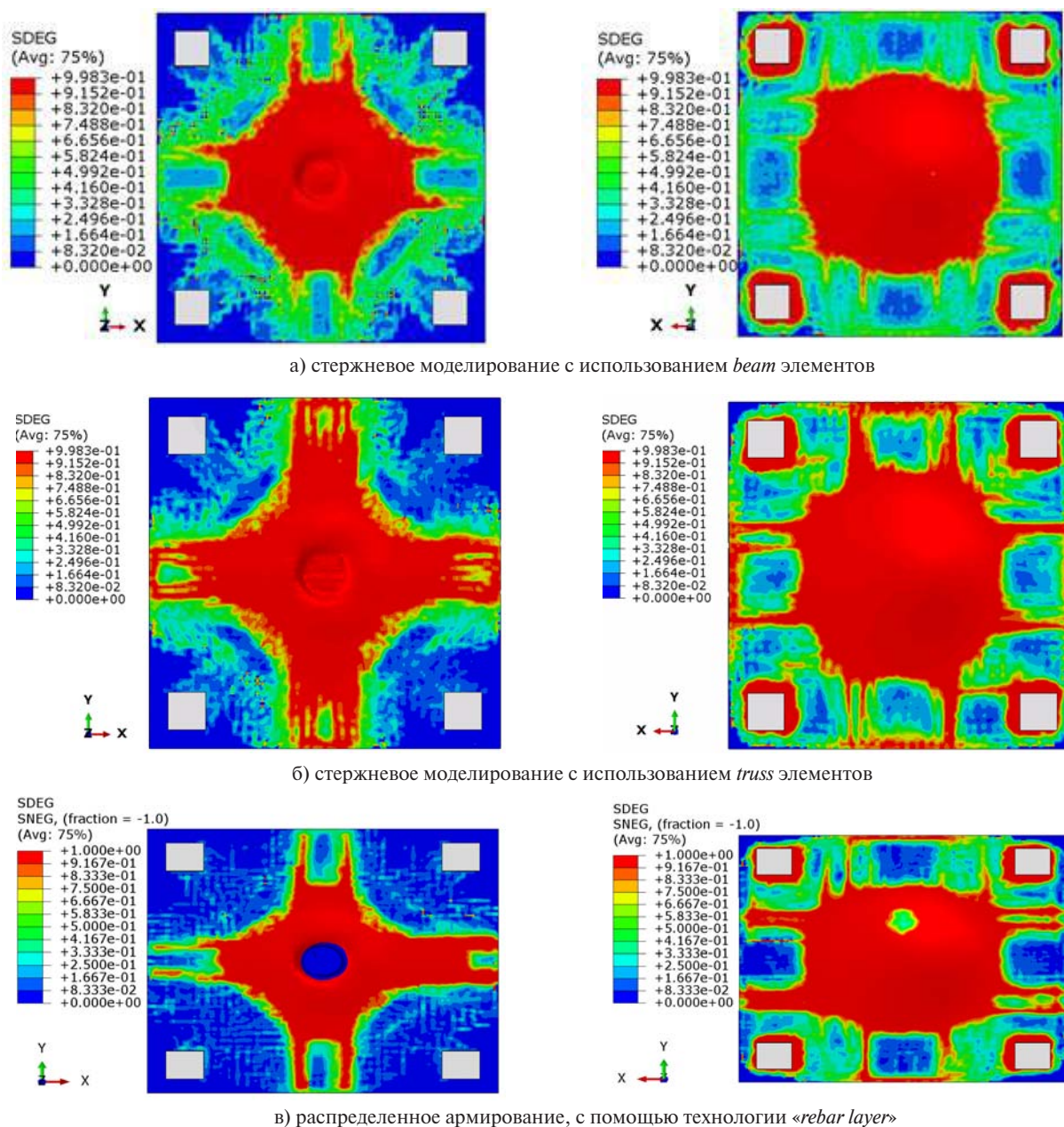


Рис. 5. Распределение параметра меры скалярной поврежденности, ед

## Методика учета динамических характеристик грунта

Представлена методика учета механических свойств грунтового основания зданий «ядерного острова» при их расчете на удар крупного коммерческого самолета. Моделирование грунтового основания осуществляется с помощью подхода, состоящего в замене пространственной модели грунта эквивалентными пружинами и демпферами, связанными с узлами КЭ-сетки фундаментов зданий.

Фундамент зданий может рассматриваться как твердое или деформируемое тело. В первом случае КЭ-модель системы «основание-сооружение» содержит по одной пружине (торсиону) и демпферу на степень свободы движения фундамента как твердого тела, как показано на рисунке 6. Во втором случае основание моделируется распределенной группой пружин, соответствующих узлам КЭ-сетки фундамента, как показано на рисунке 7.

Согласно [13, 1-6 с], модель с распределенными пружинами и демпферами следует использовать в случае существенно податливого фундамента, или при необходимости детального исследования напряженно-деформированного состояния фундамента. Согласно аналитическим решениям, полученным для круглого основания с деформируемыми стенками здания [13, п. 2.2.3], учет податливости фундамента несущественно влияет на жесткостные и демпфирующие свойства грунта, по сравнению с моделью недеформируемого фундамента. В связи с этим, в настоящей методике предлагается учитывать механические свойства грунта с помощью модели для жесткого фундамента.

В таблицах 6 и 7 представлено сравнение величин эквивалентных жесткостей и демпфирования, вычисленных по ASCE [14] и NIST [13]. В последнем параметре вычислялись по формулам Gazetas (1991) и Mylonakis et al. (2006). Как показано в пункте Б.2, несмотря на

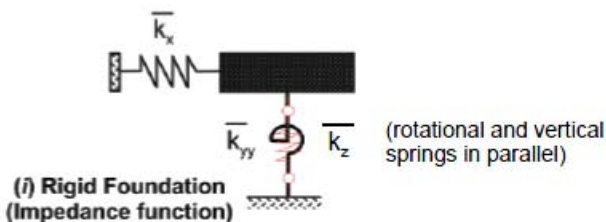


Рис. 6. Модель основания для жесткого фундамента

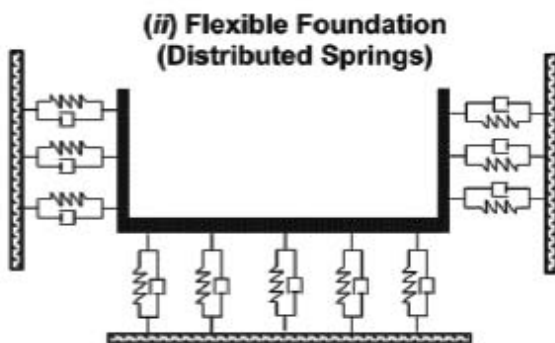


Рис. 7. Модель основания для деформируемого (справа) фундамента

определенное различие между ASCE и NIST, отклик конструкции по перемещениям и ускорениям получается идентичным.

Таблица 6. Сравнение эквивалентных жесткостей по ASCE и NIST

Параметры жесткости для реакторного здания и паровой камеры		
Направление колебаний	ASCE	NIST
Вертикальные, у, Н/м	$29.0 \cdot 10^9$	$17.4 \cdot 10^9$
Горизонтальные, х, Н/м	$23.7 \cdot 10^9$	$45.1 \cdot 10^9$
Горизонтальные, z, Н/м	$23.7 \cdot 10^9$	$44.8 \cdot 10^9$
Кручение, уу, Н · м	$35.3 \cdot 10^{12}$	$68.1 \cdot 10^{12}$
Качание, хх, Н · м	$25.4 \cdot 10^{12}$	$32.0 \cdot 10^{12}$
Качание, zz, Н · м	$25.4 \cdot 10^{12}$	$20.9 \cdot 10^{12}$
Параметры жесткости для здания управления		
Направление колебаний	ASCE	NIST
Вертикальные, у, Н/м	$21.0 \cdot 10^9$	$13.9 \cdot 10^9$
Горизонтальные, х, Н/м	$17.2 \cdot 10^9$	$34.6 \cdot 10^9$
Горизонтальные, z, Н/м	$17.2 \cdot 10^9$	$33.8 \cdot 10^9$
Кручение, уу, Н · м	$21.2 \cdot 10^{12}$	$43.9 \cdot 10^{12}$
Качание, хх, Н · м	$13.7 \cdot 10^{12}$	$24.4 \cdot 10^{12}$
Качание, zz, Н · м	$13.7 \cdot 10^{12}$	$12.5 \cdot 10^{12}$

Таблица 7. Сравнение эквивалентных демпфирований по ASCE и NIST

Параметры демпфирования для реакторного здания и паровой камеры		
Направление колебаний	ASCE	NIST
Вертикальные, у Нс/м	$2.8 \cdot 10^9$	$3.9 \cdot 10^9$
Горизонтальные, х Нс/м	$1.5 \cdot 10^9$	$4.07 \cdot 10^9$
Горизонтальные, z Нс/м	$1.5 \cdot 10^9$	$4.1 \cdot 10^9$
Кручение, уу, Н · м · с	$0.46 \cdot 10^{12}$	$3.75 \cdot 10^{12}$
Качание, хх, Н · м · с	$0.85 \cdot 10^{12}$	$2.36 \cdot 10^{12}$
Качание, zz, Н · м · с	$0.22 \cdot 10^{12}$	$2.05 \cdot 10^{12}$
Параметры демпфирования для здания управления		
Направление колебаний	ASCE	NIST
Вертикальные, у Нс/м	$2.0 \cdot 10^9$	$3.0 \cdot 10^9$
Горизонтальные, х Нс/м	$1.1 \cdot 10^9$	$3.1 \cdot 10^9$
Горизонтальные, z Нс/м	$1.1 \cdot 10^9$	$3.2 \cdot 10^9$
Кручение, уу, Н · м · с	$0.28 \cdot 10^{12}$	$2.4 \cdot 10^{12}$
Качание, хх, Н · м · с	$0.11 \cdot 10^{12}$	$1.8 \cdot 10^{12}$
Качание, zz, Н · м · с	$0.22 \cdot 10^{12}$	$1.2 \cdot 10^{12}$

## Математическое моделирование

Рассматривается цилиндрическая оболочка, геометрия соответствует внешней защитной оболочке реакторного здания.

Расчет проводился в программной системе ABAQUS/EXPLICIT. Конечно-элементное моделирование проводилось с использованием shell-элементов. Жесткостные и демпфирующие характеристики были выбраны в соответствии с [13] и [14]. На верификационной задаче проведено сравнение результатов расчетов с использованием двух указанных нормативных документов. КЭ модель представлена на рисунке 8. Конечно-элемент-

ное представление упрощенной оболочечной модели здания реактора

В таблице 8 представлены характеристики КЭ модели, а также настройки численной процедуры.

Таблица 8. Параметры модели

Тип элемента	S4R
Количество элементов	17613
Тип процедуры	Dynamic Explicit
Время динамического воздействия, с	0.08
Время расчета, с	3

Нагрузка от самолета задавалась как динамический профиль давления на пятно удара, определяемый по известной методике Дж. Риеры [15]. На рисунке 9 представлены зависимость нагрузки от времени, а также пятно удара.

Были рассмотрены случаи абсолютно жесткого основания, а также упрощенное моделирование податливого основания с помощью упруго-демпферных элементов. Жесткостные и демпфирующие свойства грунта для данной упрощенной модели аналогично

определялись согласно нормативным документам ASCE [13] и NIST [14]. На рисунке 10 представлены динамическая нагрузка на пятно, соответствующая удару самолета Airbus A380, а также модель упругого основания.

На рисунке 11 представлены зависимости от времени перемещений и ускорений в направлении OX в трех точках оболочки.

Как видно из полученных откликов по перемещениям и ускорениям, наблюдается почти полное совпадение между двумя случаями упругого основания. Сравнительно малые глобальные перемещения в случае абсолютно жесткого основания связаны лишь с жесткостью самой конструкции.

На рисунке 12 представлена зависимость от времени эквивалентных напряжений для случая жесткого основания и одного из вариантов упругого основания на противоположной от удара стороне.

Как видно из данного распределения, возникает неоднозначность в пиковых значениях напряжений, которые могут быть достигнуты в разные моменты времени как в случае абсолютно жесткого основания, так и в случае упругого.

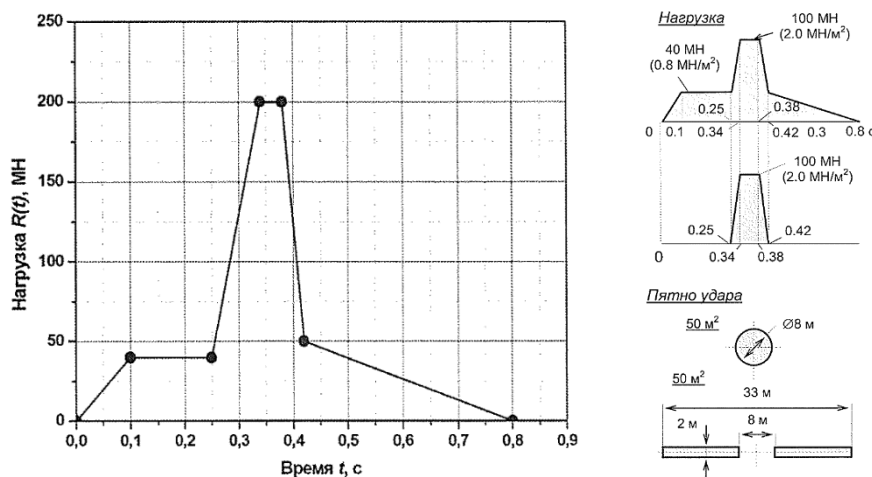


Рис. 9. Зависимость нагрузки от времени (слева) и пятно удара (справа)

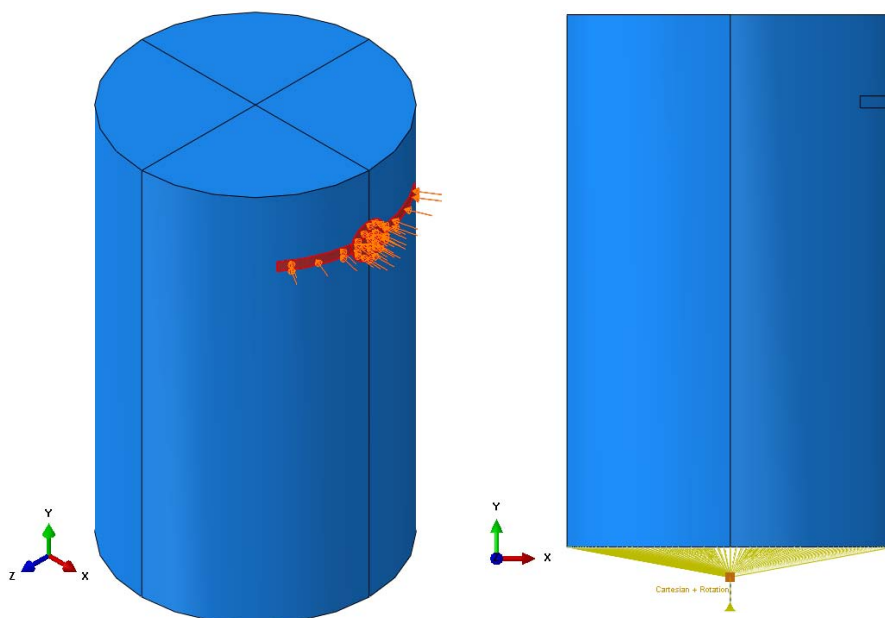


Рис. 10. Динамический профиль (слева) и упругое основание (справа)

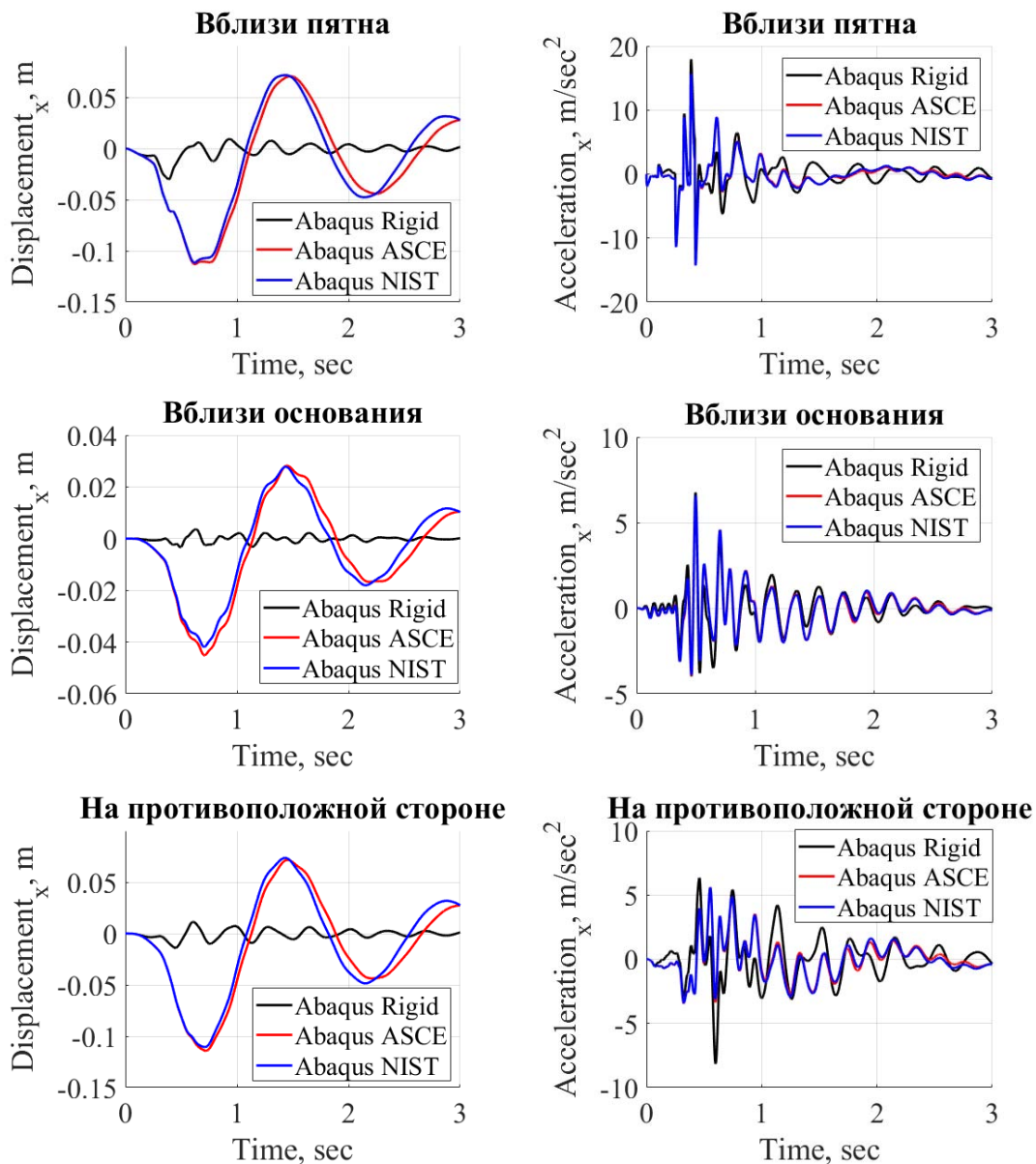


Рис. 11. Компоненты OX перемещений (слева) и ускорений (справа) в трех различных точках здания

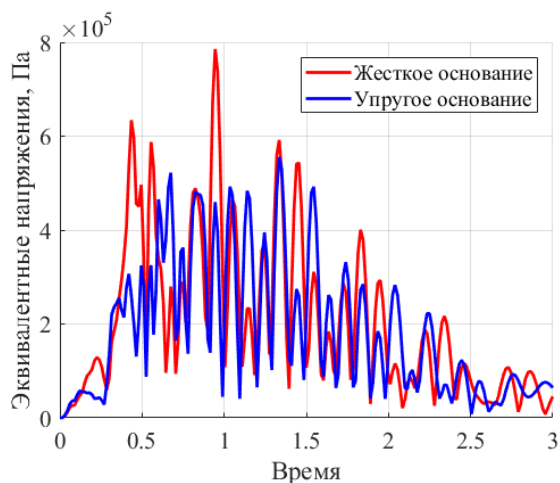


Рис. 12. Зависимость напряжений на противоположной от удара стороне, Па

## Выводы

1. Выполнен анализ физико-механических характеристик материалов, используемых при возведении строительных конструкций, а также грунтового основания.
2. Выполнена верификация нелинейных математических моделей материалов и численных методов прямого динамического расчета процесса удара на основе сопоставления результатов конечно-элементных расчетов с результатами натурных испытаний железобетонных плит при ударе деформируемым ударником. На основе чего был сделан вывод, что вычисленное распределение трещин и сколов в бетоне хорошо совпадает с наблюдаемым в эксперименте.
3. На основе полученных результатов и сравнения их с данными эксперимента сделано заключение о работоспособности технологии *gebar laug* в программной системе ABAQUS, позволяющей использовать распределенное армирование в расчете вместо стержневого. Это позволит значительно сократить время расчета, не потеряв в точности результатов.

4. Был произведен учет податливости грунтового основания. Рассмотрены случаи абсолютно жесткого основания, а также упрощенное моделирование податливого основания с помощью упруго-демпферных элементов. Заметное отличие глобальных перемещений в случае упругого основания по сравнению с жестким может оказывать значительное влияние на внутреннее оборудование реактора. Анализ НДС конструкции позволил выделить области, в которых при учете податливости основания развиваются более значительные напряжения, чем при расчете с абсолютно твердым основанием. В подобных случаях учет податливости грунтового основания необходим.

#### Список литературы

1. Abaqus 2016 Theory Guide – Dassault Systems, 2016
2. Abaqus 2016 Verification Guide – Dassault Systems, 2016
3. Nuclear Safety Code (Annex 3/A to Government Decree No. 118/2011 (VII.) Korm)
4. IAEA Safety Guide No. NS-G-1.10 Design of Reactor Containment Systems for Nuclear Power Plants
5. MSZ EN 206-1 Concrete. Part 1: Specification performance, production and conformity
6. MSZ EN 1992-1-1 (Eurocode 2) – Design of concrete structures – Part 1-1: General rules and rules for buildings
7. MSZ EN 1993-1-1 (Eurocode 3). Design of steel structures – Part 1-1: General rules and rules for buildings
8. NEI 07-13, Revision 8P. Methodology for Performing Aircraft Impact Assessments for New Plant Designs. Nuclear Energy Institute (NEI), April 2011
9. T. Sugano et. al. – Local damage to reinforced concrete structures caused by impact of aircraft engine missiles. Part 1. Test program, method and results. Nuclear Engineering and Design 140 (1993), p. 387-405, 1993
10. MSZ EN 1992-1-1 (Eurocode 2) – Design of concrete structures – Part 1-1: General rules and rules for buildings
11. NEI 07-13, Revision 8P. Methodology for Performing Aircraft Impact Assessments for New Plant Designs. Nuclear Energy Institute (NEI), April 2011
12. CEB-FIP Model Code 90, 1993, 460 p
13. Soil-Structure Interaction for Building Structures – NIST GCR 12-917-21, 2012
14. ASCE STANDART 4-98. Seismic Analysis of Safety-Related Nuclear Structures and Commentary, 1998
15. Бирбраер А. Н., Роледер А.Ю. Экстремальные воздействия на сооружения. Издательство Политехнического университета, Санкт-Петербург, 2009, 593 с.

## АТОМНАЯ ТЕПЛОФИКАЦИЯ В РОССИИ – ИМЕЮЩИЙСЯ ОПЫТ, ПОТЕНЦИАЛ ОТРАСЛИ, ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ

**Болдырев В.М.**

*Международный Союз Ветеранов Атомной Энергетики и промышленности*

Введение: Доклад, как Вы видите, посвящён атомной теплофикации России. Сейчас уже появляется группа «учёных», которые пытаются ввести понятие «атомные когенерационные энергоисточники». О них, таких учёных, ещё А.П.Чехов говорил: «Они хотят свою образованность показать и всегда говорят о непонятном»

По крайней мере, понятие «когенерационные» отсутствует в Федеральном законе от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (статья 2. Основные понятия, используемые в настоящем Федеральном законе). И в соответствии с Методикой проведения антикоррупционной экспертизы могут рассматриваться как коррупциогенные факторы, с содержащие юридиколингвистическую неопределенность.

В указанном выше Законе атомная теплофикация - это «комбинированная выработка электрической и тепловой энергии - режим работы атомного энергоисточника, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии».

Вот об этом давайте и поговорим.

Указанные режимы работы могут иметь место в следующих трёх случаях:

- при «нерегулируемом» отборе пара от турбин на АКЭС для подогрева сетевой воды. При этом основной поток пара «срабатывается» в турбине для производства электроэнергии и уходит в конденсатор турбины. Турбины указанного типа принято называть «конденсационными»;
- при отборе с помощью поворотных диафрагм турбины основного потока пара для подогрева сетевой воды и «вентиляционного» пропуска незначительного оставшегося потока пара в конденсатор турбины. Турбины указанного типа называют «теплофикационными».
- при отборе всего потока пара для подогрева сетевой воды. Турбины указанного типа не имеют (за ненадобностью) конденсатора и их принято называть «противодавленческими».

Итак, теплофикационный поток пара, ушедший для подогрева сетевой воды и не дошедший тем самым до конденсатора турбины, «недовыработал» в турбине электроэнергию, но при этом произвёл отопительное тепло. Недовыработка электроэнергии, отнесённая к отпущенному потребителям теплу, является сегодня важнейшим показателем целесообразности теплофикационного отпуска тепла от АЭС. Так, например, при отборе тепла от Ленинградской АЭС для отпуска каждой единицы тепла нужно потерять 17-18% отпуска единицы электроэнергии.

Понятно, что если тариф на отпускаемое потребителям тепло покрывает, в том числе, и потери из-за этой недовыработки электроэнергии, то такая атомная теплофикация имеет смысл. Если нет - то «конденсационной» турбине на АЭС в наше время «лучше» работать в конденсационном режиме. Как это делает, например,

Ростовская АЭС. Хотя при этом весь г. Волгодонск (200 000 человек населения с городской чертой развития города всего в 13-ти км от забора АЭС), отапливается чуть ли ни сернистым мазутом.

Если на АЭС установлена «теплофикационная» турбина, то эта АЭС теперь может называться АТЭЦ. Однако при этом, как правило, должна быть понижена и тепловая мощность реактора, т.к. сверхмощные потребители отопительного тепла от мощных реакторов АКЭС (типа ВВЭР-1000) практически отсутствуют. В результате в качестве реакторной установки, например, для Архангельской АТЭЦ НИКИЭТ выбрал водяную кипящую реакторную установку ВК-300 (типа фукусимской).

Однако, связи с меньшей в 2-3 раза электрической мощностью в конденсационном режиме энергоблока АТЭЦ по сравнению с энергоблоком АКЭС с реактором ВВЭР-1000, такой энергоблок очевидно будет производить и более дорогую электроэнергию. Теперь тариф на отпускаемое потребителям тепло должен покрывать не только недовыработку электроэнергии при работе в теплофикационном режиме, но и удорожание производства электроэнергии в конденсационном режиме на АТЭЦ по сравнению с АЭС с «конденсационной» турбиной.

По крайней мере, например, в Обосновании инвестиций в строительство Архангельской АТЭЦ, выполненных АО «НИКИЭТ», удельные капитальные вложения в установленный кВт(эл) в конденсационном режиме составили 71582 руб. на кВт(эл) при удельных капитальных вложениях в установленный кВт(эл) альтернативной Нижегородской АКЭС 63363 руб. на кВт(эл).

В результате суммарные капитальные затраты связи с теплофикацией в Архангельской АТЭЦ формируются из затрат на:

- удорожание капитальные вложения в установленную мощность в конденсационном режиме – 8 219 091, 0 тыс. руб.,
- установки подогрева сетевой воды – 821 701,4 тыс. руб.,
- теплораспределительный пункт – 119 592,6 тыс. руб.,
- сооружение протяжённой внешней теплотрассы – 3 000 000 тыс. руб.

ИТОГО: 12 160 382,0<sup>1</sup> тыс. руб.

Ну а дальше годовые издержки на производство тепла складываются из:

- амортизации суммарных капитальных затрат, связанных с теплофикацией, оговоренных выше,
- расходов на оплату труда,
- материальных расходов,
- отчислений на формирование резервов,
- прочих расходов,
- налогов и сборов.

В первом случае был смоделирован проект атомной теплофикации при тарифе на тепло 202,22 руб./Гкал, установленном комитетом по тарифам и ценообразованию Ленинградской области совместно с концерном «Росэнергоатом» на 2011 год.

<sup>1</sup> В качестве инструмента для оценки эффективности инвестиций (12 160 382,0 тыс. руб.) для проекта теплофикации нами была выбрана система фирмы Project Expert. На сегодняшний день это наиболее популярное в России средство анализа бизнес-планирования, отвечающее международным стандартам и учитывающее специфику российской экономики.

Таблица 1

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, %	5,50
Период окупаемости – РВ, мес.	> 720
Дисконтированный период окупаемости – DPВ, мес.	> 720
Средняя норма рентабельности – ARR, %	0,00
Чистый приведенный доход – NPV	–15 491 392 143
Индекс прибыльности – PI	0,00
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	0,00
Модифицированная внутренняя норма рентабельности – MIRR, %	0,00

Из результатов видно, что при таком тарифе на тепловую энергию показатели характеризуют данный инвестиционный проект как неэффективный. Простой и дисконтированный периоды окупаемости превышают срок выполнения проекта. Чистый приведенный доход отрицателен, другие показатели равны нулю. Можно однозначно утверждать, что такой проект убыточен. Таким образом, при реально существующем тарифе на тепловую энергию, установленном приказом комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области совместно с концерном «Росэнергоатом», продажа тепловой энергии осуществлялась бы в убыток концерну «Росэнергоатм».

Второй рассматриваемый случай предполагал использование предельного минимального значения тарифа на тепло (607,37 руб./Гкал), установленного Федеральной службой тарифов для Ленинградской области на 2011год для станций, осуществляющих комбинированную выработку электрической и тепловой энергии

Таблица 2

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, %	5,50
Период окупаемости – РВ, мес.	55
Дисконтированный период окупаемости – DPВ, мес.	65
Средняя норма рентабельности – ARR, %	23,33
Чистый приведенный доход – NPV	33 348 577 499
Индекс прибыльности – PI	3,80
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	23,45
Модифицированная внутренняя норма рентабельности – MIRR, %	7,86

Результаты расчета показателей эффективности для данного случая приведены в таблице 2. При данном тарифе картина совершенно другая. Дисконтированный период окупаемости становится равным 65 месяцам (5 лет и 5 месяцев), В соответствии со значением средней нормы рентабельности, от реализации проекта можно получить средний годовой доход в 23,33%.

Чистый приведенный доход положителен. Индекс прибыльности больше единицы. Таким образом, при использовании предельного минимального уровня тарифа, устанавливаемого Федеральной службой тари-



фов для станций, осуществляющих комбинированную выработку электрической и тепловой энергии в Ленинградской области эффективность инвестиций в проект атомной теплофикации была бы положительной. Доходы от проекта позволили бы в относительно короткие сроки окупить капитальные вложения.

Если рассмотреть третий случай – с тарифом 637,77 руб./Гкал., равным предельному максимальному уровню, установленному Федеральной службой тарифов для Ленинградской области на 2011год для станций, осуществляющих комбинированную выработку электрической и тепловой энергии – то, естественно, показатели ещё улучшатся. Дисконтируемый период окупаемости сократится на полгода. Остальные показатели увеличатся на определенный процент (таблица 3).

Таблица 3

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, %	5,50
Период окупаемости – РВ, мес.	51
Дисконтированный период окупаемости – DRV, мес.	59
Средняя норма рентабельности – ARR, %	25,18
Чистый приведенный доход – NPV	36 726 940 076
Индекс прибыльности – PI	4,09
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	25,44
Модифицированная внутренняя норма рентабельности – MIRR, %	8,00

Для того чтобы выяснить, при каком минимальном тарифе проект еще будет реализуем, был проведен анализ чувствительности к цене сбыта. Граница реализу-

емости проекта достигается при цене сбыта около 339 руб./Гкал.!

Это значит, что при продаже тепловой энергии по тарифу, который устанавливал комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области совместно с концерном «Росэнергоатом», региональная атомная теплофикация на базе реакторов ВК-300. будет убыточной!!

Надо сказать, что в целом, для всех действующих сегодня АЭС, «если технологический процесс (теплофикационные отборы пара) оказываются невыгодными с точки зрения цен, то в оптимизационном решении его коэффициент использования стремится к нулю!» (см. таблицу 4).

Но не всё так плохо! В настоящее время в АО «ОКБМ Африкантов» реально готова, в том числе и для применения на АТЭЦ, реакторная установка ВБЭР-300. Ее конструктивные решения основаны на апробированных и хорошо зарекомендовавших себя реакторах, которые были созданы для судов военно-морского флота, и проработавших уже свыше 6000 реакторолет без аварий. При высокой степени заводского изготовления ВБЭР-300 не требует сверхмощной машиностроительной базы, которая необходима для сооружения традиционных атомных конденсационных электростанций с водо-водяными реакторами, и может быть реализована на других производственных мощностях. В конденсационном режиме такой энергоблок в двухпетлевом варианте будет иметь электрическую мощность ~310 МВт(эл).. В теплофикационном режиме с отбором части пара для нужд теплоснабжения отпуск тепла, в зависимости от нужд потребителей, может меняться от 350 до 535 МВт(т). Соответственно электрическая мощность будет снижаться на 50–95 МВт(эл), т.е. недоработка электроэнергии составит соответственно 14,3–17,8 %.

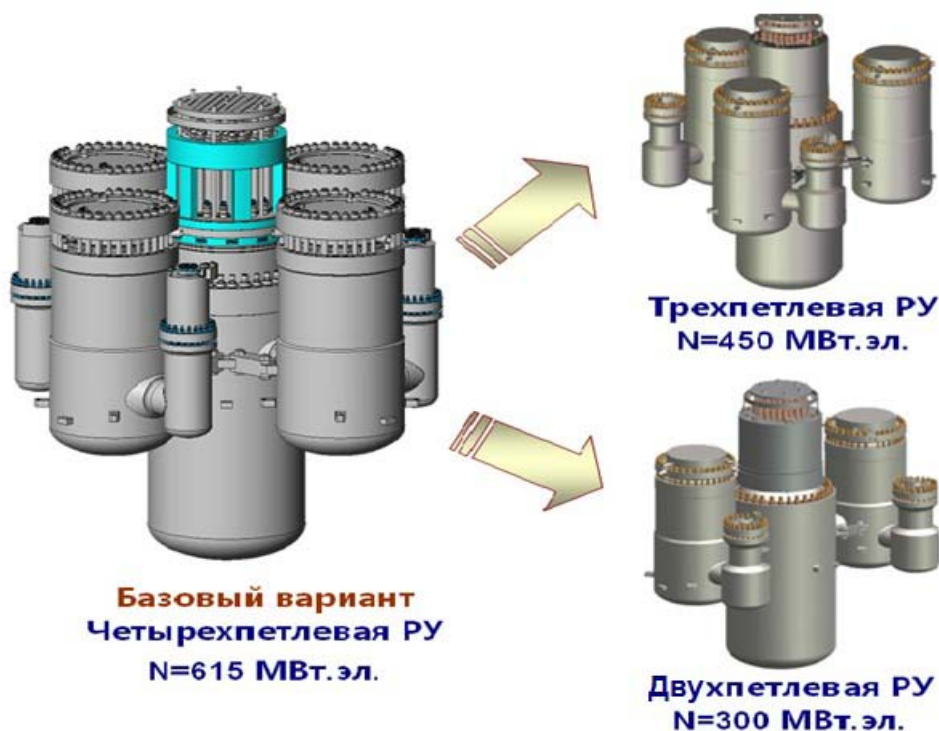
Таблица 4

Филиалы концерна «Росэнергоатом»	Объем реализации тепловой энергии в 2010 г., тыс. Гкал	Тарифы в 2010 г. на отпускаемую тепловую энергию от АЭС,* руб./Гкал	Предельные минимальные и максимальные тарифы на тепловую энергию в 2010 г., производимую в режиме комбинированной выработки,** руб./Гкал	Средний тариф в 2010 г. на тепловую энергию по субъекту РФ, руб./Гкал	Коэффициент использования для ввелоцзачения для ввелоцзачения дочных потребителей установленной мощности отборов на теплофикацию в 2010 году,
Балаковская АЭС (Саратовская обл.)	54,08	160,18	458,32–479,86	823,37	0,120
Белооярская АЭС (Свердловская обл.)	241,48	171,77	417,09–434,54	627,24	0,120
Билибинская АЭС (Чукотский АО)	167,02	1110,1	1789,17–1815,19	2107,36	0,238
Калининская АЭС (Тверская обл.)	599,61	104,79	450,87–457,35	1105,84	0,116
Ленинградская АЭС (Ленинградская обл.)	755,3	193,61	561,33–581,03	1050,82	0,143
Нововоронежская АЭС (Воронежская обл.)	280,98	407,07	591,56–598,02	1030	0,107
Курская АЭС (Курская обл.) 7,5	395,38	143,49	430,24–441,56	871,45	0,075
Смоленская АЭС (Смоленская обл.)	287,63	128,39	452,5–456,9	1522,73	0,073
Ростовская АЭС (Ростовская обл.)	0	–	495,81–521,85	–	0,000
Кольская АЭС (Мурманская обл.)	126,15	275,43	999,17–1254,28	2004,24	0,072

\* Тарифы утверждены устанавливающими документами РЭК для АЭС.

\*\* Предельные минимальные и максимальные уровни тарифов утверждены приказом ФСТ России № 217-э/3 от 22.09.2009 г.

В настоящее время для действующих АЭС, для которых тариф на отпускаемое ими тепло устанавливается Региональными Энергетическими Комиссиями совместно с концерном «Росэнергоатом», отпуск тепла невыгоден, т.е. убыточен!



«В качестве целевого экономического ориентира взято снижение стоимости сооружения двухблочной АЭС относительно стоимости блока ВВЭР-ТОИ ни менее, чем на 25%. По результатам расчетов АО «НИАЭП», снижение расчетной стоимости сооружения двухблочной АЭС с реакторными установками ВВЭР-600 по сравнению с блоком ВВЭР-ТОИ составило 30%! - утверждают разработчики.

Важным результатом работ по проекту реакторной установки ВВЭР-600 явилась разработка и обоснование унифицированной петли теплообмена мощностью 415 МВт (~155 МВтэ), обеспечивающей возможность реализации мощностного ряда установок типа ВВЭР.» - МНТК-10, Арефьев А.Е., Кураченков А.В., Петрунин В.В., Фадеев Ю.П., Удалищев С.В. АО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород, 2016 г., «РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА ВВЭР-600 ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ. ОСНОВНЫЕ СХЕМОКОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ»

Реальные планы сооружения таких АТЭЦ в России нам пока неизвестны, но совершенно ясно, что такие атомные энергоблоки для бывшей Единой Энергосистемы Страны, превращенной «реформаторами» в «мелко шинкованную капусту» могут стать весьма востребованы, не говоря уже о возможности более широкого экспорте в страны третьего мира<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Более подробное изложение материалов по атомной теплофикации в России см. в статье в PRoAtome 03/05/2011, Виталий Болдырев «Почему не реализуется экологически чистая и топливосберегающая атомная теплофикация», и в аналогичной статье в «ПВ» № 3-4, март, апрель 2011, в статье в PRoAtome 09/01/2017, Виталий Болдырев «Наш вклад в китайский «Международный центр развития знаний».

## МНОГОЦЕЛЕВОЙ ЯДЕРНЫЙ ЭНЕРГОБЛОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 75 МВт

*Хорасанов Г.Л., Самохин Д.С., Зевякин А.С., ИАТЭ НИЯУ МИФИ, Обнинск*

*Земсков Е.А., АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», Обнинск*

*Блохин А.И. ИБРАЭ РАН, Москва*

### Введение

В настоящее время вопросам трансмутации минорных актинидов (МА) в продукты деления этих ядер уделяется большое количество публикаций [1-23]. Содержание <sup>241</sup>Am, например, в составе МОКС-топлива тепловых реакторов (ТР) следует свести к минимуму, как для безопасного обращения с топливом в процессе его фабрикации, так и для безопасного управления реактором. Присутствие значительных количеств <sup>241</sup>Am в захораниваемых высоко активных отходах (ВАО) также нежелательно в связи с его высоким тепловыделением и высокой летучестью.

Как известно, в одном из сценариев двухкомпонентной (ВВЭР+БН) системы [4] атомной энергетики (АЭ) России быстрым натриевым реакторам (БН) отводится роль наработчика низкофонового плутония для МОКС-топлива тепловых реакторов. При этом БН-ы будут запитываться энергетическим плутонием, полученным путем регенерации топлива, выгруженного после облучения в реакторах ВВЭР. Предполагается, что при этом слабо делящийся МА, входящие в состав отработанного ядерного топлива (ОЯТ) ТР, будут переводиться в продукты деления. Однако, для осуществления эффективной трансмутации МА спектр нейтронов АЗ энергетических быстрых реакторов (БР), натриевых

и свинцовых, представляется недостаточно жестким: средняя энергия нейтронов в АЗ не превышает 0,5 МэВ [13], что ограничивает вероятность деления  $^{241}\text{Am}$  величиной порядка 15%. В результате, часть МА не выгорает, либо переводится в долгоживущие другие изотопы, и равновесное содержание МА в топливе натриевых БН-ов или свинцовых БР-ов может иметь значение порядка 0,4-0,7% [3, 23]. Эти МА, выгораемые из ОЯТ энергетических БН-ов (например, БН-1200М) вместе с продуктами деления ядер, следует либо захоранивать, либо дожигать в реакторе-трансмутаторе с более жестким спектром, в котором вероятность деления МА превышает 15%.

Согласно расчетам ОКБМ имени И.И. Африкантова [23], проектируемый энергетический реактор БН-1200М будет нарабатывать в год до 25 кг МА. Если принять во внимание их число, около 10-ти БН-ов, которые предполагается соорудить в рамках будущей двухкомпонентной системы АЭ России, и срок службы каждого БН-а порядка 60-ти лет, то масса МА, выгораемых из ОЯТ БН-ов за весь срок их службы, может составить величину порядка 15-ти тонн. Уничтожение этого количества МА потребует создания специальных реакторов-трансмутаторов МА.

Статья посвящена рассмотрению возможности создания одного из таких специальных трансмутаторов, а именно, реактора с жестким нейтронным спектром, создаваемого путем использования инновационных топливных композиций и инновационного тяжелого жидкометаллического теплоносителя.

Цель работы – показать численно возможность достижения высокой вероятности деления  $^{241}\text{Am}$ , более 15%, в инновационных реакторах с жестким нейтронным спектром.

В качестве инновационного реактора рассмотрен реактор энергоблока БРУЦ-75 с металлическим топливом из плутония, легированного цирконием, Pu-Zr, [22] и свинцовым теплоносителем, Pb-nat, содержащим 52,3% слабо замедляющего нейтроны изотопа свинца  $^{208}\text{Pb}$ .

Предлагаемый реактор может быть многоцелевым – помимо его основной функции трансмутации МА, он сможет генерировать 75 МВт электрической мощности, и, при необходимости, оказывать услуги по производству медицинских радио изотопов путем ядерных реакций (n, p) или (n,  $\alpha$ ), которые протекают более эффективно в жестком нейтронном спектре, нежели в спектре нейтронов ныне действующих изотопных реакторов.

Реакторная установка (РУ) БРУЦ-75 может выполняться в модульном варианте, что позволит, при необходимости, создать линейку таких энергоблоков с целью выжигания значительных объемов МА и генерации коммерчески привлекательной величины электроэнергии.

### Облик реактора РУ БРУЦ-75

Реактор типа БРУЦ был предложен в ИАТЭ НИЯУ МИФИ в качестве свинцового реактора для учебных целей [17]. Его модернизация и перевод в режим реактора РУ БРУЦ-75 заключались в увеличении мощности реактора и замене оксидного уранового топлива на плутониевое топливо, легированное цирконием. Параметры реактора РУ БРУЦ-75 приведены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры реактора РУ БРУЦ -75

Параметр	Значение
Тепловая мощность, МВт	200
Эквивалентный диаметр активной зоны (АЗ), мм	870
Высота АЗ, мм	850
Количество ТВС в АЗ, шт	29
Количество твэлов в ТВС, шт	120
Теплонапряженность АЗ, кВт/л	396
Средняя линейная тепловая нагрузка на твэл, кВт/м	67,6
Размер ТВС под ключ, см	17,0
Шаг ТВС, см	17,3
Диаметр твэла по гладкой части, мм	8,2
Толщина оболочки твэла, мм	0,3
Диаметр топливной таблетки, мм	7,4
Зазор, мм	0,1
Шаг твэла, мм	14,0
Топливо, % вес.	Pu <sub>энерг</sub> 58 - Zr42
Плотность топлива, г/см <sup>3</sup>	10,6
Теплоноситель	Pb-nat
Температура теплоносителя на входе/выходе АЗ, °С	450 / 530
Температура на поверхности оболочки твэла, °С	610
Объемная доля теплоносителя/топлива/констр мат. в АЗ, %	69 / 25 / 6
Загружаемая масса топлива в АЗ, т	1,348
Загружаемая масса Pu энергетического в АЗ, кг	782
Кэфф при загрузке топлива в реактор, охлаждаемый Pb-nat	1.00496±0.00027
Плотность потока нейтронов в центре АЗ, 1/(см <sup>2</sup> ·с)	3,4·10 <sup>15</sup>
Кампания, эфф. суток	980

### Метод расчета

Плотности потоков нейтронов в центре АЗ реактора РУ БРУЦ-75, при 28-ми групповом разбиении нейтронного спектра, рассчитывались в АО «ГНЦ РФ-ФЭИ имени А.И. Лейпунского» методом Монте-Карло по программе MCNP/4B [21] с библиотекой сечений на основе файлов оцененных ядерных данных ENDF/B-VII.1. На основе полученных нейтронных спектров и при использовании тех же ядерных констант были рассчитаны следующие нейтронно-физические параметры:

- одногрупповая энергия нейтронов в центре АЗ (энергия, усредненная по нейтронному спектру центра АЗ);
- доля жестких,  $E_n > 0,8$  МэВ, нейтронов в нейтронном спектре центра АЗ;
- одногрупповые сечения деления  $^{238}, ^{239}, ^{240}, ^{241}, ^{242}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Am}$ , а также сечения радиационного захвата нейтронов этими ядрами;
- вероятности деления этих ядер.

Вероятность деления  $^{241}\text{Am}$ ,  $Pf_{\text{Am}^{241}}$ , рассчитывалась из соотношения:  $Pf_{\text{Am}^{241}} = \langle \sigma_{\text{fisAm}^{241}} \rangle / (\langle \sigma_{\text{fisAm}^{241}} \rangle + \langle \sigma_{\text{capAm}^{241}} \rangle)$ , где  $\langle \sigma_{\text{fisAm}^{241}} \rangle$  и  $\langle \sigma_{\text{capAm}^{241}} \rangle$  - одногрупповые сечения деления ядра  $^{241}\text{Am}$  и сечения радиационного захвата нейтрона ядром  $^{241}\text{Am}$ , соответственно.

Вероятности деления ядер изотопов Pu рассчитывались аналогично.

## Результаты расчета

В табл. 2 приведены результаты расчета нейтронных характеристик АЗ реактора РУ БРУЦ-75 и одногрупповых ядерных сечений актинидов в рассчитанном нейтронном спектре центра АЗ реактора.

**Таблица 2.** Нейтронно-физические параметры АЗ реактора РУ БРУЦ-75 и ряда изотопов актинидов

Параметр	Значение в реакторе РУ БРУЦ-75
Средняя энергия нейтронов в центре АЗ, $\langle E_n \rangle$ , МэВ	0,72
Доля жестких нейтронов, $E_n > 0,8$ МэВ, %	28
Одногрупповое сечение деления $^{238}\text{Pu}$ , барны	1,369
Одногрупповое сечение радиационного захвата нейтрона ядром $^{238}\text{Pu}$ , барны	0,341
Вероятность деления $^{238}\text{Pu}$ , $Pf_{\text{Pu}238}$ , %	80,06
Одногрупповое сечение деления $^{239}\text{Pu}$ , барны	1,647
Одногрупповое сечение радиационного захвата нейтрона ядром $^{239}\text{Pu}$ , барны	0,154
Вероятность деления $^{239}\text{Pu}$ , $Pf_{\text{Pu}239}$ , %	91,46
Одногрупповое сечение деления $^{240}\text{Pu}$ , барны	0,667
Одногрупповое сечение радиационного захвата нейтрона ядром $^{240}\text{Pu}$ , барны	0,206
Вероятность деления $^{240}\text{Pu}$ , $Pf_{\text{Pu}240}$ , %	76,40
Одногрупповое сечение деления $^{241}\text{Pu}$ , барны	1,795
Одногрупповое сечение радиационного захвата нейтрона ядром $^{241}\text{Pu}$ , барны	0,196
Вероятность деления $^{241}\text{Pu}$ , $Pf_{\text{Pu}241}$ , %	90,16
Одногрупповое сечение деления $^{242}\text{Pu}$ , барны	0,517
Одногрупповое сечение радиационного захвата нейтрона ядром $^{242}\text{Pu}$ , барны	0,178
Вероятность деления $^{242}\text{Pu}$ , $Pf_{\text{Pu}242}$ , %	74,43
Одногрупповое сечение деления $^{241}\text{Am}$ , $Pf_{\text{Am}241}$ , барны	0,536
Одногрупповое сечение радиационного захвата нейтрона ядром $^{241}\text{Am}$ , барны	0,835
Вероятность деления $^{241}\text{Am}$ , $Pf_{\text{Am}241}$ , %	39,10

Из табл. 2 следует, что использование металлического топлива,  $^{58}\text{Pu}$ - $^{42}\text{Zr}$ , и тяжелого теплоносителя,  $\text{Pb-nat}$  (содержащего 52,3%  $^{208}\text{Pb}$ ), в реакторе относительно малых размеров АЗ,  $D \times H = 0,87 \times 0,85$  м<sup>2</sup>, приводит к следующим результатам:

- средней энергии нейтронов в центре АЗ – 0,72 МэВ (В реакторе БН-600 – 0,45- 0,50 МэВ);
- доли жестких нейтронов,  $E_n > 0,8$  МэВ, в нейтронном спектре центра АЗ – 28% (В реакторе БН-600 – 13-15%);
- одногрупповому сечению деления ядер  $^{240}\text{Pu}$  – 0,67 барн и вероятности деления  $^{240}\text{Pu}$  – 76%;
- одногрупповому сечению деления ядер  $^{242}\text{Pu}$  – 0,52 барн и вероятности деления  $^{242}\text{Pu}$  – 74%;
- одногрупповому сечению деления ядер  $^{241}\text{Am}$  – 0,54 барн и вероятности деления  $^{241}\text{Am}$  – 39%. (В реакторе БН-600 – 0,25 барн и 15%, соответственно).

## Выводы

В статье представлена концепция реактора тепловой мощностью 200 МВт, предназначенного для генерации электрической мощности 75 МВт и решения ряда актуальных задач атомной энергетики. Особенностью предлагаемого реактора является жесткий спектр нейтронов в АЗ, более жесткий, нежели в быстрых натриевых и

жидкосольевых реакторах. Это обусловлено малым неупругим взаимодействием нейтронов с топливом, не содержащим легких химических элементов, и тяжелым теплоносителем, в изотопном составе которого на долю мало замедляющего нейтроны  $^{208}\text{Pb}$  приходится 52,3%.

Показано, что в реакторе с размерами АЗ  $D \times H = 0,87 \times 0,85$  м<sup>2</sup>, топливом  $\text{Pu}58\text{вес}\% - \text{Zr}42\text{вес}\%$ , и свинцовым теплоносителем,  $\text{Pb-nat}$ , средняя энергия нейтронов в центре АЗ составляет 0,72 МэВ, а доля жестких нейтронов ( $E_n > 0,8$  МэВ) в нейтронном спектре центра АЗ близка к 30%.

Интерес к созданию реакторов с жестким нейтронным спектром обусловлен возможностью их практического применения в качестве специальных трансмутаторов минорных актинидов, а также в качестве исследовательских и изотопных реакторов с новыми потребительскими свойствами.

В реакторе-трансмутаторе предлагается использовать топливо, полученное в результате регенерации топлива, выгруженного из энергетических быстрых реакторов. Помимо плутония и продуктов деления, в ОЯТ быстрых реакторов содержится до 0,4 -0,7% МА, которые в жестком нейтронном спектре реактора-трансмутатора переводятся в продукты деления с более высокой вероятностью, нежели в быстрых натриевых и жидкосольевых реакторах. В частности, рассчитанное одногрупповое сечение деления  $^{241}\text{Am}$  возрастает до 0,54 барн при увеличении средней энергии нейтронов до 0,72 МэВ, а вероятность деления  $^{241}\text{Am}$  повышается до 39%. Это позволит снизить содержание  $^{241}\text{Am}$  в ОЯТ реактора-трансмутатора и, тем самым, облегчить условия длительного хранения высоко активных отходов атомной энергетики в специальных депозитариях.

В качестве исследовательского, реактор с жестким спектром нейтронов может быть востребован благодаря содержанию в его нейтронном спектре значительной доли (30%) жестких нейтронов, с энергиями 0,8-4,0 МэВ, при которых происходят наиболее сильные радиационные повреждения в материалах ядерной техники.

Наконец, в реакторах с жестким спектром нейтронов открываются возможности получения ряда радиоизотопов для медицинских целей при использовании реакции (n, p), а в некоторых случаях и реакции (n,  $\alpha$ ), которые более эффективно протекают в жестком нейтронном спектре, нежели в спектре нейтронов ныне действующих изотопных реакторов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Калужской области в рамках научного проекта № 18-48-400004.

## Список литературы

1. И.Х. Ганев, В.В. Орлов, Е.О. Адамов. Достижение радиационной эквивалентности при обращении с радиоактивными отходами ядерной энергетики. // Атомная энергия. 1996. - Т. 81. - Вып. 6. - С. 452-458.
2. Е.О. Адамов, И.Х. Ганев, А.В. Лопаткин, В.Г. Муратов, В.В. Орлов. Трансмутационный топливный цикл в крупномасштабной ядерной энергетике России. М.: ГУП НИКИЭТ, 1999.
3. А.В. Лопаткин. Топливный цикл крупномасштабной ядерной энергетики России на принципах топливного и радиационного баланса и нераспространения. / Автореферат дисс. докт. техн. наук. Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, 2013, 45 с.
4. В.М. Троянов. Два плюс один. Двухкомпонентная система [ВВЭР и БН] как основа будущего и решения проблемы ОЯТ. // Журнал «РЭА», 2016, № 9, с. 22-29.
5. Didier Haas, Roger Garbil, Michel Hugon. The European activity on ADS. The EURATOM Research Framework

Programme. / Proc. 2nd Int. Workshop “Technology and Components of Accelerator-driven Systems”, NEA/NSC/DOC(2015)7, 2015, pp. 25-29.

6. Fabrizio Gabrielli. Fuel for ADS: state-of-the-art, requirements, current and future programmes. // Ibid, pp. 38-48.

7. G.L. Khorasanov, A.I. Blokhin. Neutron spectrum hardening in critical and subcritical reactors cooled with 208Pb. // Ibid, pp. 65-69.

8. Г.Л. Хорасанов, А.И. Блохин. Выжигание младших актинидов в жестких нейтронных спектрах. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2013. – №3, – С. 96-103.

9. G.L. Khorasanov, Ed. Application of Stable Lead Isotope Pb-208 in Nuclear Power Engineering and Its Acquisition Techniques., Nova Publishers, New-York, 2013, 184 p.

10. Georgy Khorasanov and Anatoly Blokhin. Concerning Am-241 Incineration in the Nuclear Power Installations. // Transactions of the American Nuclear Society, 2014, Vol. 111, Issue 2, pp. 1329-1330.

11. Georgy Khorasanov. Isotopic Tailored Lead Coolant with New Consuming Properties for Fast Reactors. // Transactions of the American Nuclear Society, 2015, Vol. 112, Issue 1, pp. 803-804.

12. G Khorasanov, E Zemskov and A Blokhin. Concerning advantages in using 208Pb as such a FR coolant. // Journal of Physics Conference Series 781(1): 012005 January 2017.

13. Г.Л. Хорасанов, А.И. Блохин. Некоторые макрохарактеристики активных зон быстрых реакторов средней мощности. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2012. – № 3, – С. 18-22.

14. А.В. Гулевич, Е.А. Земсков, О.Г. Комлев, Л.И. Пономарев. Ускорительно-бланкетная система как сжигатель Np, Am, Cm в различных сценариях замыкания ядерного топливного цикла. // Атомная энергия. – 2013 – Т. 115. – Вып. 3. – С. 123-132.

15. Ю.А. Казанский, М.И. Романов. Трансмутация малых актинидов в спектре нейтронов реактора на тепловых нейтронах. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2014. – № 2. – С. 140-146.

16. Ю.А. Казанский, Н.В. Иванов, М.И. Романов. Результаты трансмутации малых актинидов в спектре нейтронов реакторов на тепловых и быстрых нейтронах. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2016. – № 2. – С. 77-86.

17. Д.С. Самохин, Г.Л. Хорасанов, И.В. Тормышев, Е.А. Земсков, А.Л. Гостев, А.М. Терехова, С.А. Кузьмичев. Быстрый свинцовый реактор малой мощности для учебных целей. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2015. – Вып 3 – с.135-143.

18. Г.Л. Хорасанов, Д.С. Самохин, А.С. Зевякин. Вероятность выжигания америция-241 в быстрых свинцовых реакторах. / Сб. докладов научно-практической конференции с международным участием «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность-2017», 11-15 сентября 2017 года, г. Севастополь, Россия. Севастополь: СевГУ, 2017, С. 1467-1471.

19. И.В. Ваганов, Г.И. Гаджиев, Н.С. Косулин, В.Н. Сюзев. Результаты испытаний и послерадиационных исследований ТВС УПЦ-1 с металлическим U-Pu-Zr топливом. / Сб. докладов 6-ой межотраслевой конференции по реакторному материаловедению. Димитровград: НИИАР. –Т. 2. –2000.

20. Г.Л. Хорасанов, Д.С. Самохин. Концепция малых реакторов серии БРУЦ. / Сб. тезисов докладов 2-ой международной конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов «Инновационные ядерные реакторы малой и сверхмалой мощности», Обнинск, 15-17 мая 2017 года. – Обнинск: ИАТЭ НИЯУ МИФИ, 2017. – С. 19-21.

21. J.F. Briesmeister. MCNP – A General Monte Carlo N-Particle Transport Code, Version 4B, LA-12625-M, Los Alamos National Laboratory, March 1997.

22. A. Aitkalieva, C.A. Papesch. Microstructural characterization of metallic transmutation fuels. / Presentation at the 14th Information Exchange Meeting on Actinide and Fission Products Partitioning and Transmutation, IEMPT-14, 17-20 October 2016, San Diego, USA. Abstract is published in the IEMPT-14 Proceedings: NEA/NSC/R(2017)3, pp. 181-182.

23. Б.А. Васильев. Расщепление идей. // Журнал «РЭА», 2017, № 11, с. 20-21.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА НУЖДЫ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ УНИВЕРСАЛЬНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ВОЗДУХООХЛАДИТЕЛЯМИ НА КОСВЕННО-ИСПАРИТЕЛЬНОМ ЦИКЛЕ

Шафиков Р.Т.

АО «ГМЗ «Химмаш», Москва

### Введение

АО «ГМЗ «Химмаш» предложено оборудование кондиционирования воздуха – «Универсальные климатические установки» (УКУ). Декларируемые преимущества в установке оборудования на строящихся и действующих АЭС в значительной степени предполагают снижение капитальных и эксплуатационных расходов на нужды охлаждения воздуха.

В применяемых на сегодняшний день технических решениях «Чиллер + Центральный кондиционер» имеются свои особенности, при которых проектировщик не всегда может предложить оптимальное решение.

Решается за счет отказа от парокомпрессионного фреонового цикла охлаждения в пользу испарительного охлаждения – энергетически эффективного и экономически выгодного способа кондиционирования воздуха. Испарительное охлаждение подразделяется на две основные категории – прямое испарительное охлаждение и косвенно – испарительное охлаждение. Универсальные климатические установки АО «ГМЗ «Химмаш» работают на косвенно-испарительном охлаждении воздуха.

Системы с косвенно-испарительным охлаждением способны понизить температуру воздуха без добавления влаги. В косвенно-испарительном охладителе с сухой стороны теплообменной стенки проходит основной поток воздуха, а вторичный (технологический) поток проходит с другой, влажной стороны стенки (рис. 1). Влажная сторона поглощает теплоту с сухой стороны посредством испарения воды, таким образом, охлаждая сухую сторону, в то время как скрытая теплота испарения воды передается воздуху во влажных каналах.

Минимальная температура, которая может быть достигнута при косвенном испарительном охлаждении, ограничена температурой мокрого термометра окру-



Рис. 1. Схема распределения потоков воздуха

жающего воздуха. При этом влагосодержание (в г/кг) воздуха охлажденного косвенно-испарительным способом воздуха, поступающего к потребителю (60..70% от полного потока) не меняется, в отличие от прямого испарительного охлаждения. При увеличении влагосодержания обрабатываемого воздуха, эффективность его охлаждения снижается, но охлаждение не прекращается. Чем выше температура охлаждаемого воздуха, тем выше степень его охлаждения, что позволяет эффективно охлаждать приточный воздух до температур +17..+21 °С как с +25 °С, так и с +50 °С.

### Описание конструкции

Оборудование представляет собой центральный кондиционер с секцией охлаждения на косвенно-испарительном принципе (рис. 2). Основное отличие от применяемых технических решений – секция охлаждения воздуха.

Охладительный блок состоит из теплообменника на косвенно-испарительном охлаждении ХМ КТ, собранного из пластин капиллярно-пористого материала. Проходя сквозь косвенно-испарительный теплообменник ХМ КТ, теплый воздух (полный поток – 100%

входящего воздуха) охлаждается в каналах образуемых пластинами. Снижение температуры пластин происходит за счет испарения воды в капиллярно-пористом слое, при прохождении части охлажденного воздуха в противоположном направлении (технологический поток – 30..40% от полного потока). Движущийся противотоком воздух, выпаривая воду из капиллярно-пористого слоя, увлажняется и повторно нагревается (через стенку пластины), отбирая дополнительно часть тепла от полного потока охлаждаемого воздуха, а затем отводится в атмосферу или на технические нужды. При этом большая часть охлажденного воздуха (60..70% от полного потока) направляется потребителю (основной поток для потребителя).

Разработан ряд стандартных исполнений УКУ расходом до 21 000 м<sup>3</sup>/ч с регулируемой холодопроизводительностью. В случае, если потребуются универсальные климатические установки с большей холодопроизводительностью, возможно модульное решение без превышения требуемых габаритов. Технические характеристики модельного ряда продукции АО «ГМЗ «Химмаш», применяющей косвенное испарение, приведены в таблице 1.

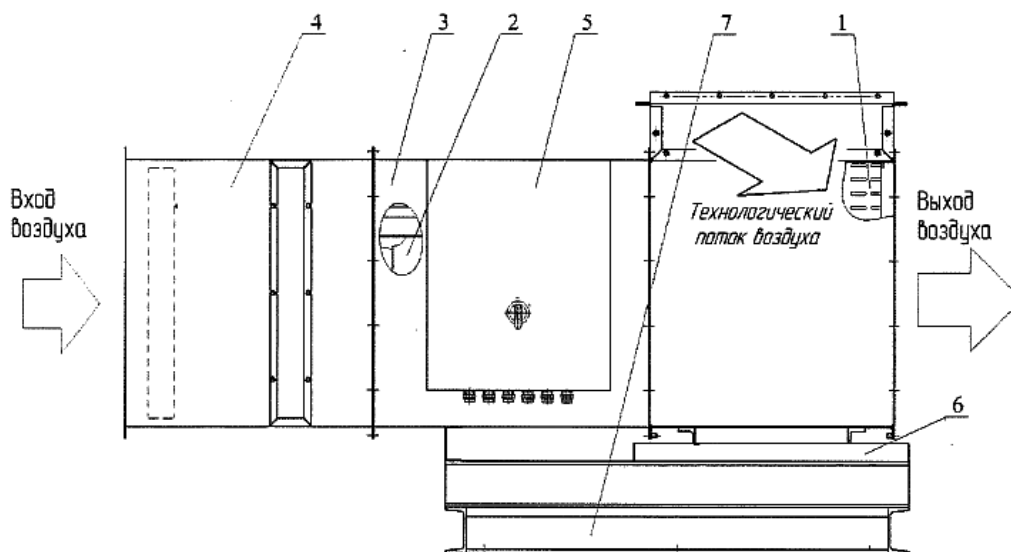


Рис. 2. Схема конструкции УКУ. 1 – охлаждающий блок (с теплообменником косвенно-испарительного охлаждения), 2 – вентиляторный блок, 3 – напорная камера, 4 – блок фильтрации воздуха, 5 – блок автоматики и питания, 6 – рама, 7 – поддон, 8 – блок подачи воды.

Таблица 1. Модельный ряд УКУ ХМ-КТ

УКУ	ХМ КТ-6	ХМ КТ-9	ХМ КТ-12	ХМ КТ-18	ХМ КТ-24	ХМ КТ-36	ХМ КТ-(12xN)
Расход приточного воздуха, м <sup>3</sup> /ч	До 3500	От 3500 до 5200	От 5200 до 7000	От 7000 до 10440	От 10440 до 14000	От 14000 до 21000	21000 и выше
Холодопроизводительность, кВт*	До 14	14..20	20..27	27..40	40..54	54..80	80 и выше
СОР	8..12	8..12	8..12	8..12	8..12	8..12	8..12
Габаритные размеры (ШxВxГ), мм	1000x864 x1600	1450x864 x1600	1850x864 x1600	1450x1502 x1600	1850x1522 x1600	1850x2159 x1600	В зависимости от конфигурации
Масса, кг	230	295	365	525	543	720	От 720
Электропитание	3ф, 380-400В, 50 Гц						
Потребляемая мощность, кВт	1,7	1,1..2,5	1,8..3,4	2,2..5,0	3,6..6,8	4,4..10,1	От 10,1
Потребление воды, л/ч	Не более 18	18..27	27..36	36..54	54..72	72..108	От 108
Уровень звукового давления, дБА	72	72	75	75	79	83	83

## Сравнение технологий косвенного-испарения и парокомпрессионного цикла

Как фреоновая так и косвенно-испарительная технология имеет свои ограничения ввиду как физических принципов, так и особенностей конструкции и изготовления оборудования.

Для УКУ верхней границей применимости является температура  $+80^{\circ}\text{C}$ , поскольку на сегодняшний день нет электродвигателей напорных вентиляторов, удовлетворяющих как по температуростойкости, так и напорным характеристикам.

Нижней границей применимости УКУ является температура мокрого термометра, зависящая от температуры и влажности исходного воздуха. Для стандартных условий эта величина колеблется от  $+17$  до  $+21^{\circ}\text{C}$ .

Для чиллеров верхней границей является максимальная температура подаваемого на конденсатор воздуха. Для современных чиллеров это  $+43..+53^{\circ}\text{C}$ .

Нижней границы применимости для чиллеров как правило нет, т.к. вместо воды они могут пропускать незамерзающие жидкости, но на практике не требуется температура ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ .

На рисунке 3 представлена граница применимости УКУ с косвенно-испарительными секциями охлаждения:

1 – зона комфортного кондиционирования. Воздух, имеющий свойства в пределах указанной границы, охлаждается до температур  $+20^{\circ}\text{C}$  и ниже;

2 – зона технологического кондиционирования. Воздух, имеющий свойства в пределах указанной границы, охлаждается до температур  $+28^{\circ}\text{C}$  и ниже;

3 – зона, где УКУ способны охладить воздух максимум до температуры  $+28^{\circ}\text{C}$ , а для более глубокого охлаждения рекомендуется устанавливать вторую ступень охлаждения с фреоновым контуром. При этом большую часть холодильной мощности (до 90%) будет выдавать УКУ, а остальную часть – фреоновое оборудование;

4 – зона, при которой подача воздуха с температурой выше  $+80^{\circ}\text{C}$  на установки, приведет к их отказу. Однако, если в помещении наблюдается температура выше  $+80^{\circ}\text{C}$ , то допустимо забирать воздух из другого, более холодного помещения, и охлаждая его в УКУ, подавать в требуемое место.

На рисунке 4 представлена граница применимости фреоновых систем:

1 – зона работы всех фреоновых машин, верхний предел –  $43^{\circ}\text{C}$ ;

2 – зона работы турбокомпрессорных машин, верхний предел –  $48^{\circ}\text{C}$ ;

3 – зона работы спирально компрессорных машин, верхний предел –  $53^{\circ}\text{C}$  (только агрегаты малой мощности, до 300 кВт);

4 – зона работы нестандартных фреоновых машин, которым обязательно предварительное охлаждение воздуха в агрегатах с другими физическими принципами. Разрабатываются и изготавливаются под заказ.

Исходя из представленных выше диаграмм, можно составить сводный график границ применимости систем Чиллер+ЦК и УКУ (рис. 5). Как видно из графика, границы применимости пересекаются для большинства задач кондиционирования (температура на входе – не более  $50^{\circ}\text{C}$ , температура на выходе – не менее  $20^{\circ}\text{C}$ ).

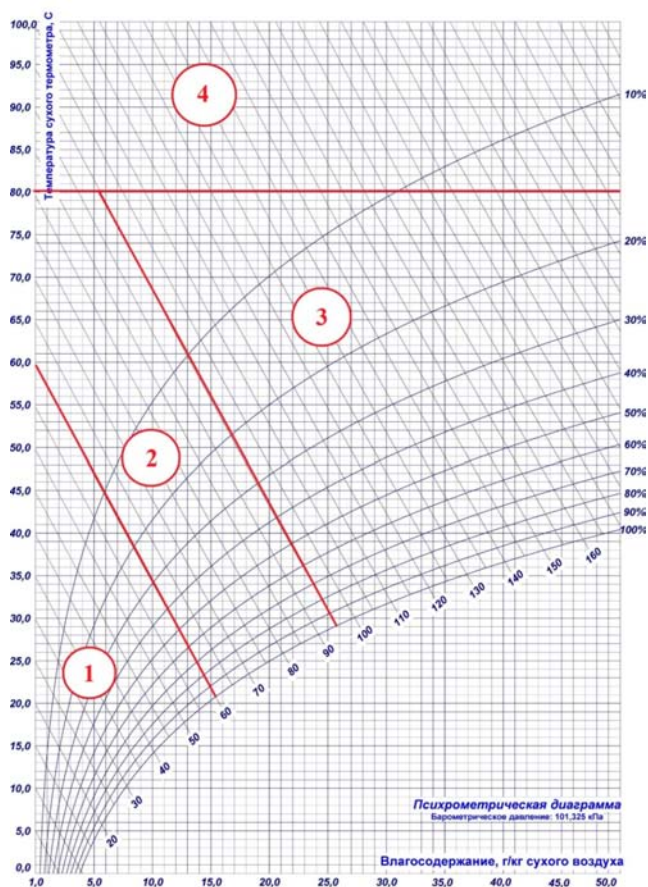


Рис. 3. Диаграмма зон применимости УКУ

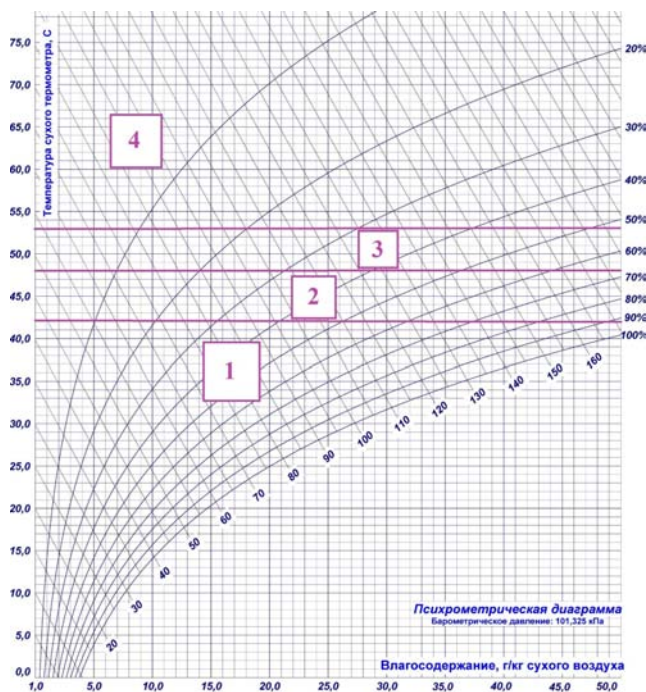


Рис. 4. Диаграмма зон применения фреоновых чиллеров

Для специальных задач с охлаждением воздуха ниже температуры  $+18^{\circ}\text{C}$  обязательно применение фреонového оборудования.

Для задач охлаждения воздуха температурой более  $55^{\circ}\text{C}$  применимы только УКУ.

Возможно комбинированное решение, когда первой ступенью охлаждения воздуха является теплообменник

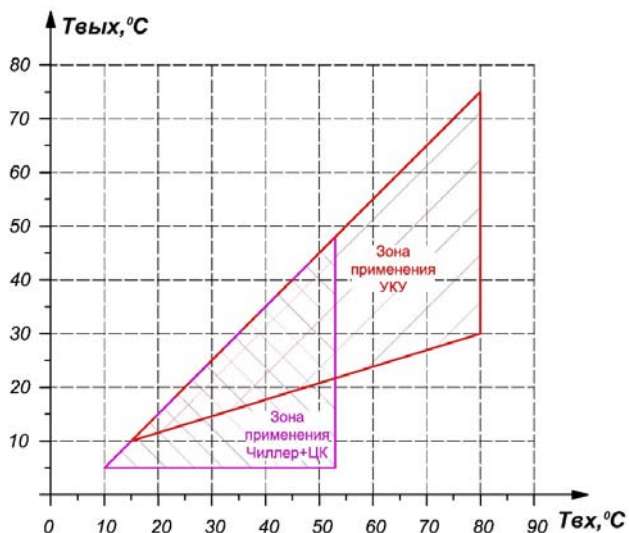


Рис. 5. Сводный график границ применимости систем Чиллер + ЦК и УКУ.  $T_{вх}$  — температура воздуха на входе в кондиционер,  $T_{вых}$  — температура воздуха на выходе из кондиционера.

на косвенно-испарительном охлаждении, а второй — фреоновое оборудование. При этом большую часть холодильной мощности (до 90%) будет выдавать УКУ, а остальную часть — фреоновое оборудование.

### Сравнение по конструктивным особенностям

Для работоспособности УКУ требуется прокладка дополнительного воздуховода, обеспечивающего выброс увлажненного и нагретого воздуха. Это также увеличивает подачу воздуха на кондиционер и мощность вентиляторов приточной камеры на 40%. С другой стороны при использовании чиллеров, требующих по проекту резервное электропитание, мощность питающих дизель-генераторных установок возрастает многократно. Применение УКУ способно понизить в разы потребление на нужды кондиционирования от ДГУ. В итоге общее потребление электроэнергии на нужды кондиционирования при использовании УКУ снижается до 10 раз.

Для обеспечения испарения воды требуется подвод проточной воды (водопроводного качества). Диаметр трубопроводов меньше, чем в системах Чиллер+ЦК, но поскольку вода постоянно испаряется, требуется её пополнение. На каждый кВт холода — 1,3 л/ч воды.

Суммарные габариты системы Чиллер+ЦК выше, чем при применении УКУ. Это компенсируется в случае установки чиллера на улице, тогда габаритная составляющая считается «условно бесплатной», т.к. требуется только бетонное основание на земле.

Но в ряде случаев, оборудование должно быть установлено в помещении, что отрицательно сказывается на использовании полезного пространства.

Для обеспечения работоспособности системы Чиллер+ЦК в обязательном порядке должны быть поставлены системы заправки фреоном и сам фреон.

Особенности конструкционного исполнения и разница в итоговых показателях УКУ и систем Чиллер+ЦК аналогичной холодопроизводительности отражены в таблице 2. Для УКУ наиболее приемлемыми являются регионы с преимущественно жарким сухим климатом. Именно в этих регионах наблюдается максимальная

эффективность машин. Наиболее подходящие объекты для сравнения: АЭС Куданкулам, Эль-Дабаа, Пакш, Аккую. На АЭС Ханхикиви, Руппур, Бушер применение возможно, но имеет место больше ограничений ввиду высокой влажности.

### Экономические оценки использования УКУ

Опытная эксплуатация УКУ осуществлялась на Ленинградской АЭС в 2017 г. в согласно техническому решению № 2 Тр-7086-17 «Об опытной эксплуатации кондиционера». Проведенные испытания позволяют дать сравнительную экономическую оценку использования УКУ и систем Чиллер+ЦК.

В проектом решении для помещения требуется подавать 173,4 кВт холодопроизводительности. Сезон работы 92 дня, круглосуточный.

Потребление электроэнергии в таком случае составит:

- для Универсальных климатических установок АО «ГМЗ «Химмаш» 25,2 кВт (или 55642 кВт×ч за сезон);
- для фреоновых кондиционеров аналогичной производительности 64,2...96,3 кВт (или 141 754...212 630 кВт×ч за сезон).

Потребление воды для УКУ составит 0,225 м<sup>3</sup>/ч (или 497 м<sup>3</sup> за сезон).

Итого за сезон работы реальная экономия составит до 156 988 кВт×ч.

Принимая тарифные ставки для промышленных предприятий:

- 66,65 руб. за 1 м<sup>3</sup> воды питьевого качества (включая водоотведения);
- 4,32 руб. за 1 кВт×ч электроэнергии.

Итого энергопотребление ресурсов УКУ АО «ГМЗ «Химмаш» в денежном эквиваленте за сезон:

$$55\,642\text{ кВт}\times\text{ч} \times 4,32\text{ руб.}/\text{кВт}\times\text{ч} + 497\text{ м}^3 \times 66,65\text{ руб.}/\text{м}^3 = 273\,498,49\text{ руб.} \quad (1)$$

Итого энергопотребление ресурсов фреоновыми кондиционерами в денежном эквиваленте за сезон:

$$141\,754...212\,630\text{ кВт}\times\text{ч} \times 4,32\text{ руб.}/\text{кВт}\times\text{ч} = 612\,377,28...918\,561,60\text{ руб.} \quad (2)$$

Таким образом экономия при использовании УКУ за счет снижения потребления энергоресурсов в денежном эквиваленте за сезон: от 338 878,79 до 645 063,11 руб.

Стоимость стандартного фреонового оборудования аналогичной мощности (производство Япония, с учетом монтажных и пусконаладочных работ) — 12 030 000,00 руб.

Стоимость УКУ (с учетом монтажных и пусконаладочных работ) — 10 250 000,00 руб.

Итого экономия на этапе закупок составит до 1 780 000,00 руб. (14,8 %).

### Выводы

С технической точки зрения очевидно, что граница применимости универсальных климатических установок очень широкая, и при грамотном их применении возможно снижение общего потребления электричества на нужды кондиционирования воздуха в разы. Также очевидно, что полностью избавиться от фреоновых машин не получится, поскольку при проектировании требуется охлаждение воздуха до более глубоких температур, чем позволяет технология косвенного испарения.



Таблица 2. Сравнение технических характеристик УКУ и систем Чиллер+ЦК

Климатическая зона	Температура (относительная влажность) наружного воздуха	Пиковые параметры наружного воздуха	Тип оборудования	Температура воздуха на выходе из установки, С	Холодопроизводительность, кВт	Энергопотребление, кВт	Потребление воды, л/ч	СОР	Габаритные размеры (ШхВхГ), мм
Москва	+28,5С (43%)	+35С (30%)	УКУ ХМ КТ	20,9	56,7	4,7	76,5	12,1	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			18,9	0	3	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550
Воронеж	+28,9С (40,5%)	+35С(28,7%)	УКУ ХМ КТ	20,6	58,1	4,7	78,5	12,3	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			18,8	0	3,1	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550
Волгоград	+33,0С (31%)	+40С (21,1%)	УКУ ХМ КТ	21,7	73,3	4,5	98,9	16,1	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			25,0	0	2,9	1800x2015x1150+ 1320x1220x2550
Минск	+25,9С (52%)	+35С (30,9%)	УКУ ХМ КТ	21,1	55,7	4,8	75,3	11,7	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			18,9	0	2,95	1655x2015x930 + 1320x1220x2550
Курск	+27,8С (43,5%)	+35С (28,9%)	УКУ ХМ КТ	20,6	57,9	4,8	78,1	12,1	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			18,9	0	3,06	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550
Челябинск	+27,3С (43%)	+35С (27%)	УКУ ХМ КТ	20,3	59,1	4,8	79,8	12,4	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			18,9	0	3,12	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550
АЭС Бушер (Иран)	+38,9С (43%)	+45С (31,2%)	УКУ ХМ КТ	28,3	65,5	4,4	88,5	14,9	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			25,3	0	2,6	1800x2015x1150 + 1320x1220x2550
АЭС Эль-Дабаа (Египет)	+32,5С (39%)	+40С (25,8%)	УКУ ХМ КТ	23,2	67,1	4,6	90,5	14,7	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			21,3	0	3,15	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550
АЭС Куданкулам (Индия)	+32,7С (40,7%)	+40С (27,3%)	УКУ ХМ КТ	23,6	65,3	4,6	88,1	14,3	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			20,7	0	3,15	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550
АЭС Пакш (Венгрия)	+30,6 С (53%)	+40С (31,5%)	УКУ ХМ КТ	24,8	60,1	4,6	81,1	13,1	1850x1522x1600
			Чиллер+ЦК			19,4	0	3,15	1425x2015x1150 + 1320x1220x2550

С экономической точки зрения в денежном эквиваленте ожидаемое сокращение затрат от использования УКУ составит до 1 780 000,00 руб. (14,8 %) в начале эксплуатации и до 645 063,11 руб. ежегодно. Снижение ка-

питальных и эксплуатационных затрат позволяет находить места для применения УКУ, в том числе и в составе комбинированных установок с двойным охлаждением.

## УЧЕТ ОПЫТА ПНР В ПРОЕКТАХ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Кормилицын А.А., Сычугин В.И., Разинцев В.М., Козлова Н.В.

АО «Атомтехэнерго», г. Москва

Каждый строящийся энергоблок атомной электрической станции (АЭС) может быть сдан в эксплуатацию только после тщательной проверки функционирования его систем и оборудования в процессе проведения пусконаладочных работ (ПНР). Такой проверке подвергаются не только головные энергоблоки, но и все следующие в проектной серии энергоблоки в силу того, что, несмотря на «серийность», каждый построенный по одному и тому же проекту энергоблок имеет отличия в отдельных решениях, в типе примененного оборудования, в особенностях его изготовления и монтажа.

Пусконаладочные работы включают в себя проверку, настройку и испытания систем и оборудования АЭС с целью приведения их в состояние эксплуатационной готовности. При проведении ПНР выявляются отдельные недостатки проекта, касающиеся выбора оборудования, схемных решений, компоновочных решений, автоматизации технологических процессов и других проектных решений.

Выявление недостатков проектных решений происходит следующим образом. При разработке программы пусконаладочных работ устанавливается объем испытаний. Объем испытаний зависит от состава оборудования, требований проектной документации, документации разработчиков (поставщиков) оборудования. В программе испытаний для каждого испытания устанавливаются критерии, которые должны подтвердить то, что функции, установленные проектом для системы, выполняются в полном объеме, а параметры оборудования обеспечивают безопасную (надлежащую и устойчивую) эксплуатацию. Если в процессе проведения испытания какой-либо из установленных критериев не выполняется, то производится наладка системы с целью достижения критерия. Однако, в ряде случаев, за счет проведения наладки достигнуть установленные кри-

терии не удается. В этом случае определяется вероятная причина, не позволяющая выполнить критерий, и оформляется несоответствие, которое заносится в базу данных информационной системы управления несоответствиями (ИСУН). Несоответствия, которые связаны с недостатками проекта, квалифицируются как «Ошибка проекта».

На рисунке 1 представлен алгоритм управления несоответствиями, действовавший при вводе в эксплуатацию энергоблоков №3 и №4 Ростовской АЭС. Из алгоритма видно, что после выявления несоответствия, оно оформлялось бланком контроля и передавалось для регистрации в базе данных ИСУН. Далее несоответствие подтверждалось заинтересованными сторонами, оформлялось бланком отчета о несоответствии, уточнялась причина появления несоответствия, согласовывался способ устранения (корректирующие мероприятия) и назначалась организация, ответственная за устранение несоответствия. Факт устранения несоответствия фиксировался в базе данных ИСУН.

Участие персонала АО «Атомтехэнерго» обозначено на рисунке 1 синим цветом в правой части рисунка. Из алгоритма видно, что АО «Атомтехэнерго», как головная наладочная организация, является основным звеном в процессе управления несоответствиями. Персонал «Атомтехэнерго» выявляет и фиксирует несоответствия, участвует в расследовании причин их появления, предлагает решения для устранения, ведет базу данных по управлению несоответствиями, организует взаимодействие участников процесса, подготавливает справки о ходе устранения несоответствий, разрабатывает аналитические отчеты по тематике управления несоответствиями.

На рисунке 2 представлена уточняющая схема устранения несоответствий, квалифицированных как «Ошибка проекта». После выявления несоответствия, которое квалифицировалось наладочной организацией как «Ошибка проекта», оно регистрировалось в базе данных, а бланк отчета о несоответствии согласовывался с администрацией АЭС. Далее бланк несоответствия направлялся в проектную организацию для предварительного анализа несоответствия и уточнения исполнителя. В случае, если проектная организация была не



Рис. 1. Алгоритм управления несоответствиями при вводе в эксплуатацию энергоблоков №3 и №4 Ростовской АЭС



Рис. 2. Схема управления несоответствиями типа «Ошибка проекта»

согласна с квалификацией несоответствия, как «Ошибка проекта», собиралась экспертная группа в составе проектной организации, наладочной организации и заказчика. Экспертная группа рассматривала результаты анализов несоответствия, выполненного проектной и наладочной организацией, и устанавливала, действительно ли имеет место «Ошибка проекта», или нет. В случае, если несоответствие принималось с квалификацией «Ошибка проекта», проектная организация разрабатывала и вносила соответствующие изменения в документацию проекта, которая далее направлялась заказчику.

При разработке новых проектов очень важно учитывать недостатки проекта, особенно те, устранение которых связано со значительной степенью переработки существующего проекта, с увеличением финансовых затрат, с увеличением сроков ввода энергоблока в эксплуатацию. Заказчику проекта нового блока АЭС целесообразно организовать анализ несоответствий, квалифицированных как «Ошибка проекта», с целью определения несоответствий, которые должны быть учтены и не должны повториться в новых проектах. В таблице 1 приведены статистические данные об общем количестве выявленных несоответствий, о количестве несоответствий, квалифицированных как «Ошибка проекта», и их доле в общем количестве несоответствий при сооружении серийного энергоблока №4 Ростовской АЭС и головных энергоблоков №1 на Нововоронежской АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2. Из таблицы видно, что хотя общее количество несоответствий примерно одинаково для всех энергоблоков, количество несоответствий, квалифицированных как «Ошибка проекта», на серийном энергоблоке (РСТАЭС-4) почти в два раза меньше, чем на головных энергоблоках АЭС-2006 (НВОАЭС-2/1 и ЛАЭС-2/1), но все-таки велико. Приведенная статистика показывает что, вероятнее всего, полученный ранее опыт на учтен не в полной мере. На головных энергоблоках проектов АЭС-2006 число несоответствий, связанных с «Ошибками проекта», занимает до трети от всех несоответствий. Учет этих несоответствий в новых проектах энергоблоков серии АЭС-2006, вероятнее всего, позволит снизить затраты на их реализацию и сократить сроки сооружения.

Таблица 1. Статистика несоответствий с квалификацией «Ошибка проекта»

	НВОАЭС-2/1	РСТАЭС-4 (на 27.03.2017)	ЛАЭС-2/1 (на 29.03.2017)
Всего несоответствий, шт.	2158	2238	1732
Ошибка проекта, шт.	468	300	649
Доля в общем кол-ве, %	21,7	13,4	37,5

В декабре 2017 состоялось заседание Научно-технического совета АО «Концерн Росэнергоатом», на котором обсуждались вопросы, касающиеся опыта ввода в эксплуатацию энергоблоков на НВАЭС-2 и ЛАЭС-2, в том числе недостатков проектных решений, полученных в результате анализа несоответствий, выявленных при проведении ПНР. По результатам обсуждения Научно-техническим советом было принято решение об учете опыта в новых проектах и корректировке проектов АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ.

Кроме работы с несоответствиями, АО «Атомтехэнерго» располагает также и другим очень важным потенциалом, который можно использовать для совершенствования новых проектов. Инженер-наладчик, основываясь на многолетнем опыте наладки систем и оборудования, имеет возможность сравнивать различные проекты, выбирать и предлагать наиболее оптимальные, по его мнению, проектные решения. Этот потенциал АО «Атомтехэнерго», основанный на опыте, полученном в результате многолетней работы в области проведения пусконаладочных работ на энергоблоках АЭС в РФ и за рубежом, целесообразно использовать в работе по учету опыта в новых проектах. Однако не все недостатки проекта можно квалифицировать, как несоответствия. Если требования проекта соблюдены, но само проектное решение, по мнению наладчика, не является оптимальным, то в этом случае квалифицировать недостаток проекта как «Ошибка проекта» - невоз-

можно. Такие недостатки могут касаться неоптимального выбора оборудования, конструктивных решений, схемных решений, компоновки оборудования, вопросов обслуживания оборудования, расходования ресурса оборудования и других решений, которые, по мнению наладчика, в проекте решены неоптимальным образом. Такие недостатки проектных решений невозможно квалифицировать как «Ошибка проекта», поэтому они не фиксируются как несоответствия, не заносятся в базу данных, и, в результате, не рассматриваются, не устраняются и не учитываются при разработке новых проектов.

С целью учета и использования опыта, полученного наладочной организацией при вводе в эксплуатацию энергоблоков АЭС, в АО «Атомтехэнерго» создана система по организации анализа и использования опыта проведения пусконаладочных работ (САИО ПНР). Основными целями системы анализа и использования опыта ПНР являются:

- обеспечение безопасности объектов использования атомной энергии, технической, промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны труда при проведении пусконаладочных работ;
- выполнение пусконаладочных работ с высокими технико-экономическими показателями и качеством при безусловном соблюдении безопасных условий труда, минимальном воздействии на окружающую среду в соответствии с законодательством РФ, требованиями стандартов, норм, правил в области использования атомной энергии, охраны труда и охраны окружающей среды.

На рисунке 3 приведен алгоритм анализа и использования опыта ПНР в составе САИО ПНР на примере двух процессов:

- процесс анализа опыта ПНР и разработки предложений по его использованию;
- процесс использования опыта, в части разработки и реализации мероприятий по учету опыта ПНР в АО «Атомтехэнерго».

Объединяет эти два процесса база данных по опыту ПНР в корпоративной информационной системе АО «Атомтехэнерго» (ИС «Портал ПНР»).

В соответствии с концепцией САИО ПНР разработка предложений по учету опыта начинается с анализа проведенных ранее пусконаладочных работ с целью установления факта наличия позитивного или негативного опыта, который возможно и целесообразно использовать в дальнейшем.

В качестве критерия наличия позитивного или негативного опыта принято влияние полученного опыта на любой из факторов:

- безопасная и надежная эксплуатация оборудования при проведении ПНР, совершенствование культуры безопасности;
- качество ПНР;
- выявление и устранение несоответствий и технических проблем, возникающих при проведении ПНР, недостатки проекта;
- обеспечение плановых сроков ввода объектов и блоков АС в эксплуатацию;
- сохранение остаточного ресурса наладываемого оборудования при проведении ПНР;
- увеличение (снижение) объемов ПНР по отношению к плановым объемам работ;
- увеличение (снижение) трудозатрат на выполнение ПНР;
- увеличение (сокращение) затрат на материально-техническое обеспечение ПНР;
- оптимизация управления процессом подготовки и проведения ПНР;
- охрана труда, снижение производственного травматизма.

После установления факта наличия позитивного или негативного опыта, должно разрабатываться «Предложение по учету опыта ПНР» (далее – Предложение). Предложение оформляется в форме бланка предложения по улучшению (ППУ) в рамках «Производственной системы «Росатом» (ПСР) с приложением к нему пояснительной записки. В пояснительной записке автор Предложения должен привести подробное описание опыта, указать на его негативные или позитивные стороны, предложить решение по использованию опыта и обосновать его. Далее Предложение должно направляться в группу экспертов, которая должна провести

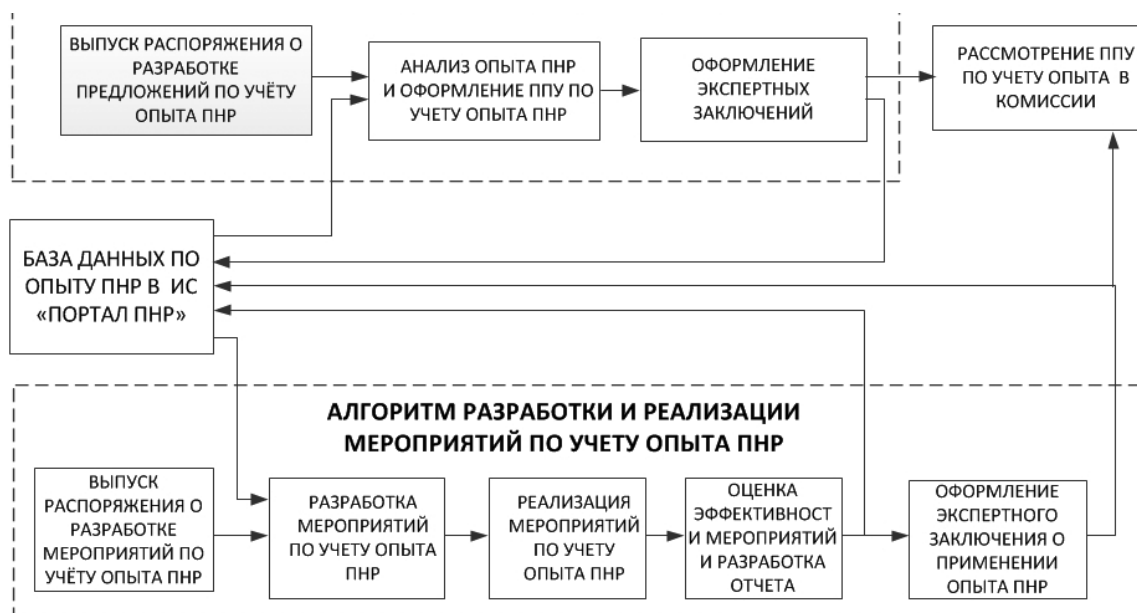


Рис. 3. Алгоритм анализа и использования опыта ПНР в АО «Атомтехэнерго»

экспертную оценку Предложения и подготовить экспертное заключение о его применимости. Предложение вместе с экспертным заключением рассматривается комиссией по рассмотрению ППУ и заносится в специальную базу данных для дальнейшего использования в деятельности АО «Атомтехэнерго». Часть предложений по учету опыта ПНР может быть направлена для цели совершенствования проектов новых энергоблоков АЭС в проектные организации.

Для наиболее эффективного использования опыта ПНР целесообразно своевременное привлечение наладочной организации к анализу принимаемых проектных решений начиная с этапа разработки предложений по учету опыта проектными организациями. Основные этапы учета опыта ПНР при разработке новых проектов могут быть приняты в соответствии с МУ-ПРО.91.00.00 [1]:

- сбор, накопление и анализ документов, содержащих информацию об опыте ПНР, разработка предложений по учету опыта ПНР;
- проведение экспертизы предложений по учету опыта, разработанных проектной организацией, в части контроля учета предложений по опыту ПНР;
- анализ заданий на проектирование и технических заданий на разработку проектной документации в части учета в них предложений по учету опыта ПНР;
- проведение экспертизы разработанной проектной документации в части учета в ней предложений по учету опыта ПНР;
- оценка результативности и эффективности предложений по учету опыта ПНР.

Следует отметить, что САИО ПНР разработана и введена в действие в конце 2017г, когда был введен в действие руководящий документ, регулирующий вопросы функционирования САИО ПНР в АО «Атомтехэнерго» [2].

В настоящий момент в рамках САИО ПНР:

- разработана структура базы данных по опыту ПНР;
- начат сбор материалов для наполнения базы данных;
- отрабатывается механизм разработки предложений по учету опыта ПНР.

В качестве «пилотного проекта» для анализа опыта ПНР был выбран энергоблок №1 Нововоронежской АЭС-2. В результате анализа опыта, полученного при вводе в эксплуатацию энергоблока №1 Нововоронежской АЭС-2, подано 137 предложений, из которых 51 может быть использовано в качестве предложений по учету опыта ПНР в новых проектах.

Следует отметить, что САИО ПНР действует совместно с системой по работе с предложениями по улучшению (ППУ) в рамках «Производственной системы «Росатом», дополняя ее, но, в отличие от ППУ, САИО ПНР предъявляет повышенные требования к разработке предложения, направленные на расширение возможности дальнейшего использования опыта ПНР, а именно:

- обязательное детальное описание полученного опыта и предложения по его использованию с обоснованием предлагаемого решения;
- обязательная экспертная оценка предложений с заключением о возможности их дальнейшего использования.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что:

- при проведении ПНР выявляется основная масса недостатков проекта;
- устранение недостатков проекта на этапе проведения ПНР, как правило, связано с дополнительными

затратами и риском нарушения сроков ввода энергоблока в эксплуатацию;

- персонал АО «Атомтехэнерго» является основным звеном в процессе управления несоответствиями и располагает огромным потенциалом для разработки предложений по совершенствованию новых проектов.
- работу по учету опыта ПНР целесообразно начинать до начала проектирования АЭС;
- система анализа и использования опыта ПНР АО «Атомтехэнерго» может быть использована в работе по учету опыта в новых проектах, проводимой АО «Концерн Росэнергоатом» и АО ИК «АСЭ».

Для того, чтобы работа по учету опыта ПНР в новых проектах носила системный характер, необходимо установить технические требования к работе и организовать взаимодействие между участниками работ: заказчиком проекта, проектной организацией, пусконаладочной организацией.

Учет опыта ПНР должен явиться одним из важных факторов положительного влияния на качество проектов, способствовать повышению безопасности энергоблоков АЭС.

#### Список литературы

1. МУ-ПРО.91.00.00 Методические указания при разработке и сопровождении проектной документации атомных станций. Утверждены приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом» №9/1119-П от 07.10.2015.

2. РД АТЭ.104.1506-2017. Положение об организации анализа и использования опыта проведения пусконаладочных работ и опыта эксплуатацию. Введено в действие приказом АО «Атомтехэнерго» №960-П от 17.10.2017.

---

## ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НОВЫХ АЭС

---

*Сухоруков Ю.Г., Смолкин Ю.В., Соколов К.В.  
ОАО «НПО ЦКТИ», г. Санкт-Петербург*

### Введение

Тема повышения экономичности эксплуатации блоков АЭС достаточно обширная и сложная. Мы рассматриваем в первую очередь наиболее сильные факторы, влияющие на экономичность блока, а именно показатели и режим работы системы отвода тепла в холодном источнике или система НПЧ.

Для достижения максимальной возможной экономической эффективности необходимо оптимизировать технические решения для принятой системы отвода тепла, схемы включения конденсационной установки.

В настоящее время атомная энергетика столкнулась с тем, что принципиальные технические решения, принятые при создании новых блоков АЭС, были заложены еще в середине прошлого века, поэтому не учитывают современных условий и ограничений.

Новые АЭС характеризуются значительными капиталовложениями, поэтому с целью привлечения инвестиций для сооружения новых электростанций и обеспечения приемлемого срока их окупаемости в России заключается договор предоставления мощности (ДПМ).

В связи с запретом Водного кодекса РФ основным решением по отводу теплоты от конденсаторов паровых турбин новых АЭС является применение испари-

тельных башенных градирен. Для конденсационной установки возможны разные структурные схемы включения по ходу охлаждающей воды.

Для выполнения более полного анализа рассмотрены эксплуатационные данные и результаты измерений с помощью дополнительных СИ в период проведения испытаний или эксплуатационные режимы работы оборудования для Ростовской АЭС Блок №3, Новоронежской АЭС Блок №6 и Белоярской АЭС Блок №4 для разных температур охлаждающей воды.

### Постановка задачи

1. Обеспечить максимально возможную эффективность для принятых принципиальных технических решений с учетом реальных условий-ограничений. Достижение расчетных показателей работы нового оборудования и поиск возможных путей совершенствования этого оборудования.

2. Выполнить все необходимые условия ДПМ для обеспечения гарантированного уровня мощности. Договор предоставления мощности жестко ограничивает возможный диапазон выдаваемой мощности в сеть энергосистемы.

3. Достижение максимально возможной экономической эффективности для принятых проектных решений при разных внешних условиях эксплуатации. Использование испарительных башенных градирен повышает средний уровень температуры отвода в термодинамическом цикле.

4. Проанализировать эксплуатационные данные турбоустановки и конденсационной установки новых энергоблоков АЭС для разных температур охлаждающей воды в течение суток, в течение года для разных сезонов.

### Условия-ограничения

В настоящее время фактические условия эксплуатации и требования к проектированию накладывают серьезные ограничения для достижения максимальной эффективности.

1. Жесткие условия ДПМ диктуют требования для гарантированного обеспечения расчетного уровня мощности. Договор предоставления мощности жестко ограничивает возможный диапазон выдаваемой мощности в сеть энергосистемы.

2. Запрет Водного кодекса РФ заставляет применять оборотные системы водоснабжения для новых блоков

ТЭС и АЭС. Использование испарительных градирен приводит к повышению расчетной температуры охлаждающей воды. Основным решением по отводу теплоты от конденсаторов паровых турбин новых АЭС является использование оборотных систем водоснабжения.

3. В настоящее время вводятся турбины с рабочими лопатками последней ступени 1200 мм (быстроходные) и 1450 мм (тихоходные). Таким образом, вводятся турбины с рабочими лопатками последней ступени, разработанными в середине прошлого века, на более низкие расчетные температуры охлаждающей воды. Это было обусловлено использованием воды рек и прудов-охладителей для отвода тепла конденсаторов АЭС.

### Ростовская АЭС

Рассмотрим задачу на конкретных блоках АЭС. Блок №3 Ростовской АЭС включает в себя РУ ВВЭР-1000 и турбину К-1100-60/1500-2М, тихоходную машину с лопаткой 1450 мм.

Конденсационная установка турбоагрегата состоит из трёх конденсаторов подвального расположения, поперечно установленных относительно оси турбины, с трубными пучками из титанового сплава марки ВТ1-0. Схема включения конденсаторов по охлаждающей воде – параллельная.

**Таблица 1.** Основные технические характеристики турбины К-1100-60/1500-2М при номинальной тепловой мощности ЯППУ 3000 МВт согласно ТУ завода-изготовителя

Наименование характеристики, размерность	Значение
Мощность на клеммах генератора, МВт	1037,93
Расход свежего пара на турбоустановку, т/ч	5940,4
Расчетная температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °С	24
Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	169800
Расчетное давление пара в конденсаторах, кПа (кгс/см <sup>2</sup> )	5,97 (0,0609)

Из-за ограничений Водного кодекса РФ принята оборотная система охлаждения с испарительной градирней, что привело к повышению уровня расчетной температуры охлаждающей воды на входе в конденсаторы более чем в 1,5 раза.

В таблице 2 показаны основные параметры и показатели работы блока для холодной и горячей температур охлаждающей воды. Кроме того представлены режимы

**Таблица 2.** Основные параметры и показатели работы блока для холодной и горячей температур охлаждающей воды

№	Наименование параметра/показателя, размерность	Температура охлаждающей воды, °С		
		15,2	30,1	30,1
		Дата, время		
		30.01.2017	23.04.2017	09.07.2017
		06:40-10:30	02:20-06:51	17:46-19:29
1	Температура окружающего воздуха, °С	-13,5	6,3	17,5
2	Электрическая мощность энергоблока, МВт	1063	1004	995
3	Расход питательной воды на ПГ, т/ч	6005	6028	5915
4	Тепловая мощность турбоустановки, МВт	3011	3016	2969
5	Расход пара в КНД, т/ч	3241	3247	3201
6	Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе, °С	9,3	9,7	9,4
7	Расход охлаждающей воды, т/ч (по тепловому балансу)	175724	164977	168670
8	Среднее давление пара в конденсаторе, кПа:	4,76	10,75	9,82
9	Средняя температура пара в конденсаторе, °С:	32,00	47,24	45,46
10	Средний коэффициент теплопередачи конденсатора, ккал/ м <sup>2</sup> час·°С	1679	1666	1988

до и после ППР-2017 на одном и том же уровне температур.

На энергоблоке №3 Ростовской АЭС из-за недостаточной эффективности работы конденсатора и испарительной градирни в летний период достигается предельно допустимое давление пара на выходе ЦНД. Как видно из таблицы, при переходе температуры охлаждающей воды через 30 °С давление переходит уровень в 10 кПа и в плотную приближается к допустимому пределу. Вакуум достигает зоны экономичности только в самый холодный период и существенно повышает уровень мощности (столбец 1). Также видно, что после очистки конденсатора во время ППР летом 2017 года (столбцы 2 и 3) при одинаковых температурах охлаждающей воды, вакуум немного улучшился. На основании из полученных данных можно судить о некачественной работе системы ВХР для циркуляционной воды, что подтверждается эксплуатационным персоналом. Подобный результат вполне возможен из-за некорректного рабочего диапазона температур охлаждающей воды. Таким образом, повышенная температура цирк воды снижает экономичность работы конденсатора не только непосредственно, но и косвенным образом за счет ВХР.

На рис. 1 представлены зависимости вакуума в конденсаторе от паровой нагрузки и температуры охлаждающей воды при номинальном ее расходе в конденсатор. В виде кривых показаны нормативные характеристики конденсаторов, полученных в результате испытаний. Крестиками показаны заводские расчетные значения, круглыми жирными точками показаны результаты экспериментальных измерений с помощью дополнительных высокоточных датчиков.

На рис. 2 представлены те же зависимости вакуума в конденсаторе, но уже от расхода и температуры охлаждающей воды при номинальной паровой нагрузке в конденсатор. Расчетные заводские значения (показаны крестиками) заметно ниже фактических характеристик.

На рис. 3 и 4 представлены не только показания штатной системы контроля технологических параметров конденсатора SD13 половина А, но значения полученные с помощью дополнительного экспериментального контроля вакуума с помощью высокоточных датчиков на интервалах наблюдения до и после ППР-2017.

На рис. 5 представлена зависимость электрической мощности «брутто» (при разных уровнях тепловой мощности реактора) в зависимости от температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор, технологическое ограничение по вакууму в конденсаторе, при номинальном расходе охлаждающей воды.

Анализ эксплуатационных данных энергоблока №3 Ростовской АЭС с турбоустановкой К-1100-60/1500-2М ПАО «Турбоатом» показал, что уже при температуре охлаждающей воды 32-33°С достигается предельно разрешенное давление пара в конденсаторе 0,12 кгс/см<sup>2</sup>. Таким образом, увеличение температуры охлаждающей воды до 35°С приводит к необходимости снижения электрической мощности энергоблока с 1020 МВт до 760 МВт.

Повышение эффективности второй очереди Ростовской АЭС возможно в первую очередь за счет сооружения дополнительных градирен.

Особую актуальность приобретает организация и проведение не только расчетных, но и экспериментальных исследований возможности работы мощных конденсационных турбин на ухудшенном вакууме.

Разработка мероприятий для обеспечения ответственных потребителей машзала холодной водой даже в жаркий период.

Решение проблемы повышения электрической мощности в условиях Ростовской АЭС за счет сооружения дополнительных градирен, в частности, вентиляторных, представляется труднореализуемым и может привести к значительным дополнительным капитальным затратам, однако всё равно является наиболее перспективным решением, закрывающее сразу два вопроса: надёжность и повышение эффективности.

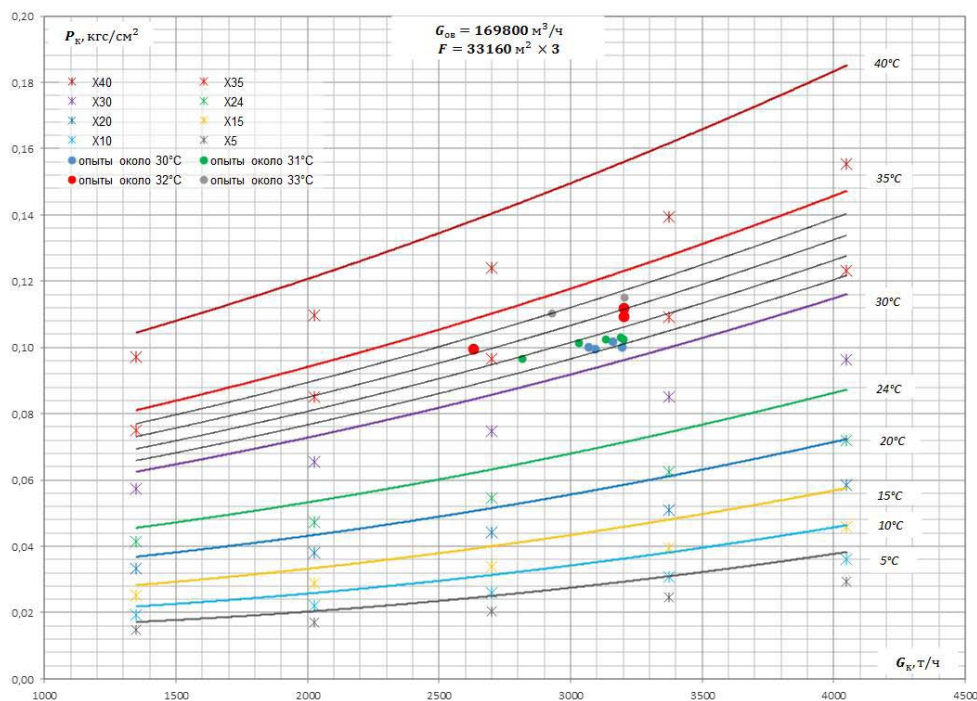


Рис. 1. Зависимости вакуума в конденсаторе от паровой нагрузки и температуры охлаждающей воды при номинальном ее расходе в конденсатор

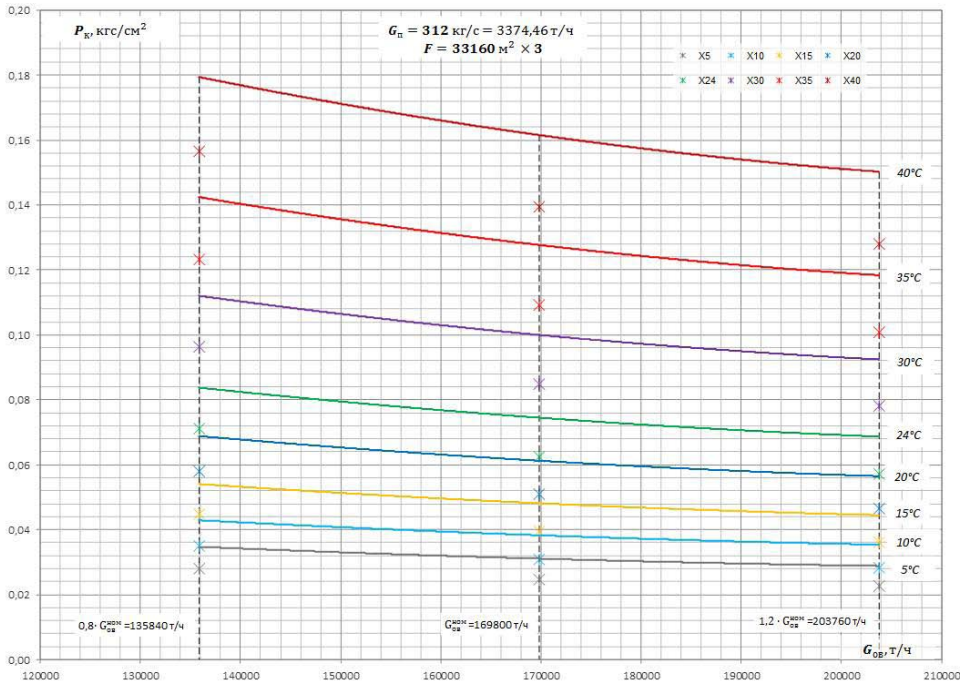


Рис. 2. Зависимости вакуума от расхода охлаждающей воды при разных температурах охлаждающей воды и номинальной паровой нагрузке

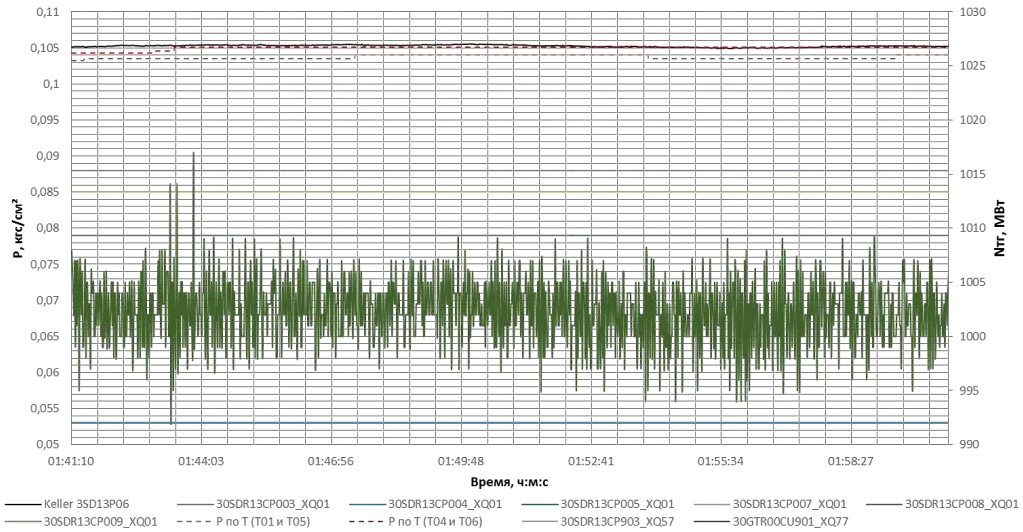


Рис. 3. Вакуум в SD13 половина А, показания штатной системы, датчика Keller, в зависимости от времени и Nтр, на интервале наблюдения 22.04.2017 01:41:10 - 02:00:36

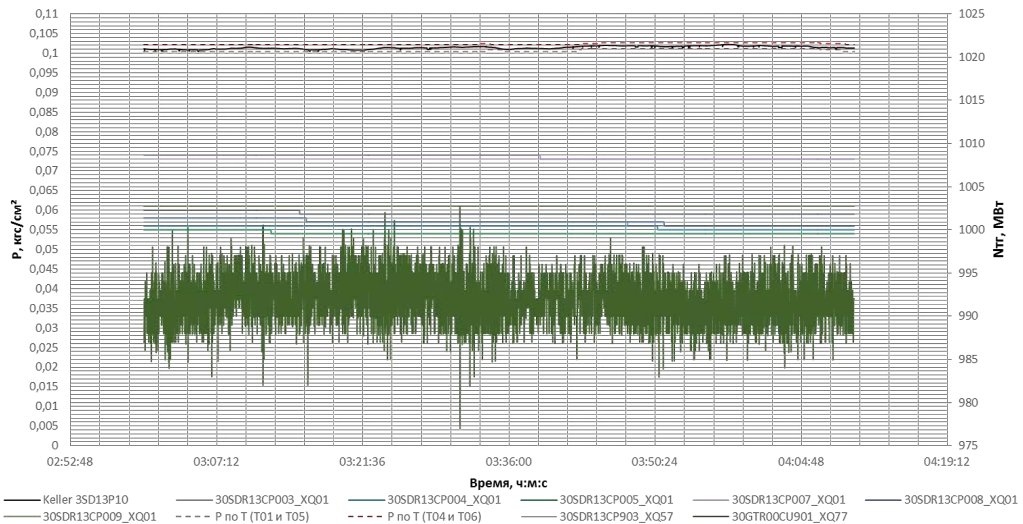


Рис. 4. Вакуум в SD13 половина А, показания штатной системы, датчика Keller, в зависимости от времени и Nтр, на интервале наблюдения 09.07.2017 03:00:00 - 04:10:00 (опыт 61)



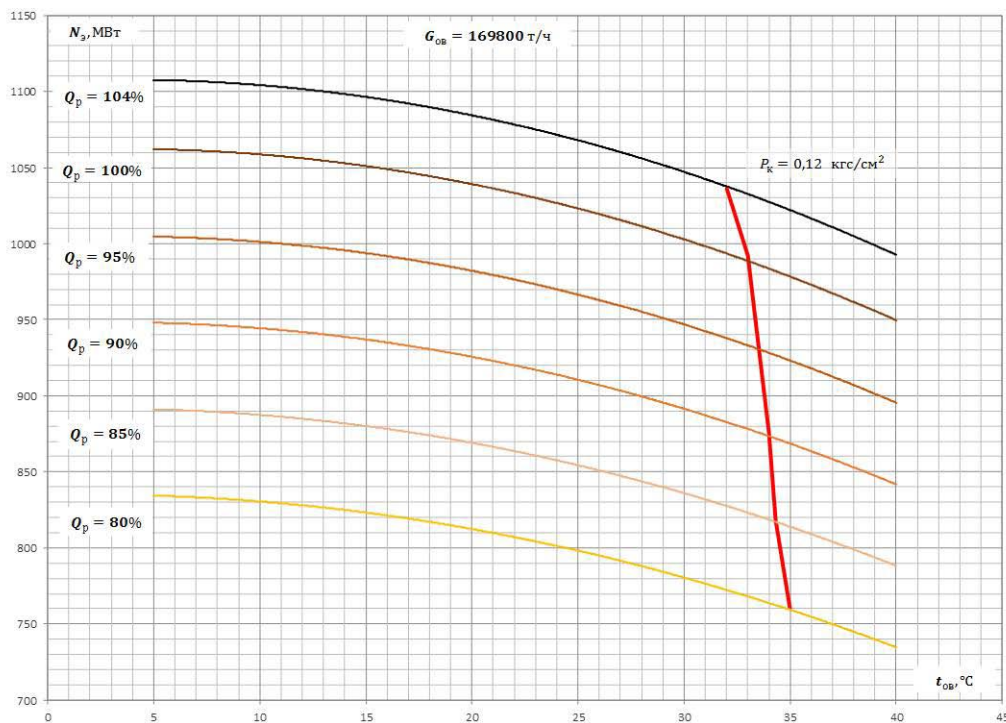


Рис. 5. Зависимость электрической мощности турбоустановки от температуры охлаждающей воды при различной тепловой мощности реактора при номинальном расходе охлаждающей воды

По нашему мнению важной задачей является одновременного выполнения как расчетного, так и экспериментального исследований возможности работы при повышенных давлениях пара на выхлопе ЦНД турбины. Возможно, также потребуются организация режимов работы последней ступени длиной 1450 мм с ухудшенным вакуумом на площадке действующей АЭС.

### Нововоронежская АЭС

На блоке №6 Нововоронежской АЭС установлен реактор ВВЭР-1200 и турбина К-1200-6,8/50 с лопаткой последней ступени 1200 мм.

В таблице 3 представлены основные характеристики блока. Аналогично предыдущему примеру здесь принята обратная система водоснабжения с использованием испарительной градирни, что привело к относительно высокому уровню расчетной температуры охлаждающей воды.

В состав турбоустановки входят 4 ЦНД, а конденсаторы включены последовательно по охлаждающей воде, что позволяет достичь более высокой экономичности для горячих температур охлаждающей воды.

Таблица 3. Основные технические энергоблока №6 Нововоронежской АЭС

Наименование характеристики, размерность	Значение
Мощность на клеммах генератора, МВт	1195,4
Расход свежего пара на турбоустановку, т/ч	6461,5
Расчетная температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °C	20
Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	143680
абсолютное давление в конденсаторе, кПа (кгс/см <sup>2</sup> )	
холодная секция	4,31 (0,044)
горячая секция	5,98 (0,061)

Последовательное включение конденсаторов выполнено в виде конденсаторной группы из двух корпусов, при этом 2, 3 – холодные, а 1, 4 – горячие (см. рис. 6).

Циркуляционная вода двумя потоками поступает в напорные водяные камеры, проходит по трубам первого хода в поворотные камеры, затем по трубам второго хода в сливные водяные камеры и сливается в сливной циркуливодвод.

Конденсация пара, поступающего из турбины, происходит в «холодном» корпусе конденсатора №2 и 3 – на трубках первого хода, в «горячем» корпусе конденсатора №1 и 4 – на трубках второго хода. Поскольку температура циркуляционной воды в трубах второго хода выше, чем в трубах первого хода, давление в паровом пространстве «горячего» корпуса конденсатора выше, чем в паровом пространстве «холодного» корпуса конденсатора.

В таблице 4 представлены показатели работы конденсаторов и блока для разных температур охлаждающей воды до модернизации циркуляционных насосов для энергоблока №6 Нововоронежской АЭС. В начальный период эксплуатации, когда из-за неудовлетворительной работы циркуляционных насосов расход охлаждающей воды составлял около 100 000 м<sup>3</sup>/час. Фактический расход охлаждающей воды, определенный по тепловому балансу турбоустановки, может быть оценен на уровне 103 000 м<sup>3</sup>/час (табл. 4).

Недостаточный расход охлаждающей воды приводит к повышению давления пара в «горячей» секции конденсатора до технологического предела 0,12 кгс/см<sup>2</sup>, персонал АЭС вынужден снижать тепловую, следовательно, электрическую мощность энергоблока.

В таблице 5 представлены показатели работы конденсаторов и блока для разных температур охлаждающей воды после модернизации циркуляционных насосов, которая позволила увеличить расход охлаждающей воды, но расчетные (проектные) значения показателей пока не достигнуты. Расход охлаждающей воды, определенный по тепловому балансу, оценивается на уровне

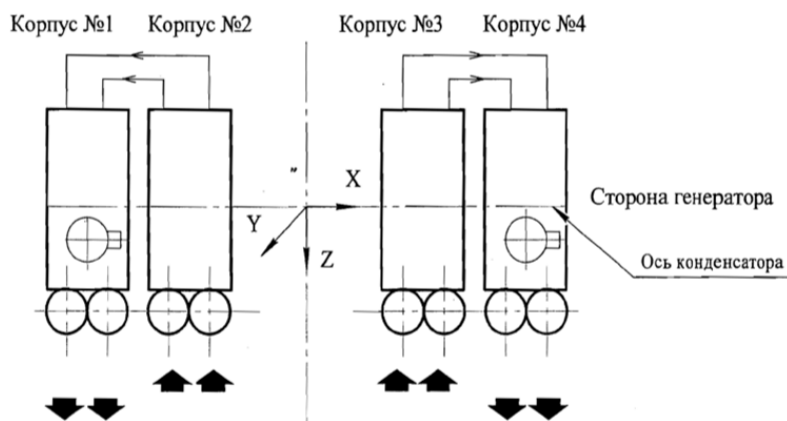


Рис. 6. Схема расположения конденсаторов группы конденсаторной 1200КП-95000-1

Таблица 4. Основные показатели работы конденсаторов и блока для разных температур охлаждающей воды до модернизации циркуляционных насосов

№ п/п	Наименование показателя, размерность	Температура охлаждающей воды, °С		
		23,8	26,2	29,8
	Дата, время	5.06.2017, 4:00	6.06.2017, 5:40	6.06.2017, 16:00
1	Температура окружающего воздуха, °С	12,9	18,7	23,5
2	Электрическая мощность энергоблока, МВт	1143	1100	1059
3	Расход питательной воды, т/ч	6315	6110	5974
4	Тепловая мощность турбоустановки, МВт	3149	3055	2994
5	Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе, °С	16,3	16,2	15,7
6	Расход охлаждающей воды, м³/ч *	103 000	101 000	103 000
7	Среднее давление пара в конденсаторе, кПа: - «горячая» секция - «холодная» секция	7,4 5,2	10,9 6,9	12,7 8,0
8	Средняя температура пара в конденсаторе, °С: - «горячая» секция - «холодная» секция	40,1 33,6	47,5 38,7	50,6 41,5
9	Средний коэффициент тепло-передачи «горячей» секции конденсатора, ккал/ м² час·°С	—	1900	1920

\* По тепловому балансу

Таблица 5. Основные показатели работы конденсаторов и блока для разных температур охлаждающей воды после модернизации циркуляционных насосов

№ п/п	Наименование показателя, размерность	Температура охлаждающей воды, °С		
		25,5	20,0	15,2
	Дата, время	20.11.2017 23:00	22.11.2017 17:00	26.11.2017 7:00
1	Температура окружающего воздуха, °С	7,6	-0,1	-6,8
2	Электрическая мощность энергоблока, МВт	1180	1182	1183
3	Расход питательной воды, т/ч	6477	6324	6277
4	Тепловая мощность турбоустановки, МВт	3190	3160	3140
5	Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе, °С	12,3	12,6	12,4
6	Расход охлаждающей воды, м³/ч (по тепловому балансу)	137000	131000	132000
7	Среднее давление пара в конденсаторе, кПа: - «горячая» секция - «холодная» секция	8,0 6,4	6,39 5,35	5,30 4,71
8	Средняя температура пара в конденсаторе, °С: - «горячая» секция - «холодная» секция	41,5 37,4	37,3 34,1	33,9 31,8
9	Средний коэффициент теплопередачи «горячей» секции конденсатора, ккал/ м² час·°С	2660	2220	1800
10	Средний коэффициент теплопередачи «холодной» секции конденсатора, ккал/ м² час·°С	1974	1544	1224

131000÷137000 м<sup>3</sup>/час, что несколько ниже расчетной величины (143680 м<sup>3</sup>/час). Электрическая мощность энергоблока составляет 1180÷1183 МВт при тепловой мощности парогенератора 3190÷3140 МВт.

Расчетная тепловая мощность, на которую спроектирована турбоустановка, составляет 3212 МВт. При снижении температуры циркуляционной воды с 25,5°С до 15,2°С электрическая мощность энергоблока сохраняется за счет снижения тепловой мощности парогенератора (реактора). Но даже при температуре охлаждающей воды 25,5°С электрическая мощность турбоустановки составила бы 1188 МВт, а при 20°С – 1201 МВт.

Разность температуры пара «горячей» и «холодной» секций конденсатора составила 4,1÷2,7°С при расчетной около 6°С. Тем не менее, коэффициент теплопередачи «холодной» секции относительно занижен.

### Белоярская АЭС

Следующий блок, который мы будем рассматривать – это уникальный блок в мире, четвертый блок Белоярской АЭС. Следует отметить, что ЦКТИ приняло участие в создании и обосновании основных технических решений уже на самых ранних стадиях проектирования.

Уже при сооружении энергоблока БН-600 с реактором на быстрых нейтронах и натриевым теплоносителем было принято решение с целью улучшения технико-экономических показателей разработать на его основе энергоблок БН-800.

Обоснование основных технических решений по оборудованию третьего контура было выполнено НПО ЦКТИ. Вместо трех турбоустановок, примененных на энергоблоке БН-600, обоснована целесообразность создания одной турбоустановки с тремя ЦНД с длиной рабочей лопатки 1200 мм. Был исключен натриевый промежуточный перегрев пара, оптимизированы параметры СПП с перегревом отборным паром, системы регенеративного подогрева питательной воды с установкой 5-ти ПНД, в том числе 2-х смешивающих ПНД, деаэратора на рабочее давление 12,5 кгс/см<sup>2</sup> и одного ПВД.

На блоке №4 Белоярской АЭС установлен реактор на быстрых нейтронах БН-800 на перегретом паре с номинальной тепловой мощностью РУ 2100 МВт и турбина К-800-130/3000 с лопаткой последней ступени 1200 мм.

В составе турбоустановки с тремя ЦНД конденсаторы включены последовательно по охлаждающей воде.

Схема расположения корпусов конденсатора показана на рис. 7. Конденсатор турбоустановки энергоблока

БН-800 выполнен секционированным. В каждом из 3-х корпусов выхлоп пара из каждого потока двухпоточного ЦНД направляется в отдельную секцию. Каждый корпус конденсатора разделен на две половины, охлаждающая вода последовательно проходит через холодную и горячую половины корпуса, что создает разные уровни вакуума в каждой из половин.

Таблица 6. Основные характеристики турбоустановки энергоблока №4 Белоярской АЭС на гарантийном режиме

Характеристика, размерность	Значение
электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	885,0
расход свежего пара, т/ч	3170,84
абсолютное давление свежего пара перед стопорными клапанами ЦВД, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	12 75 (130)
абсолютное давление в конденсаторе, кПа (кгс/см <sup>2</sup> )	
холодная секция	2,54 (0,0259)
горячая секция	3,45 (0,0352)
расчетная температура охлаждающей воды, °С	10
расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	95000

В таблице 6 представлены основные характеристики турбоустановки. В отличие от предыдущих блоков здесь в качестве холодного источника используется Белоярское водохранилище, поэтому температура охлаждающей воды в 2 раза ниже. Однако используется схема последовательного включения конденсаторов по охлаждающей воде, что приводит к разным значениям давлений в холодном и горячем корпусах.

Для получения энергетического эффекта разность температур «горячей» и «холодной» секций конденсатора должна составлять около 5°С. При этом температура охлаждающей воды должна быть более 15°С.

В таблице 8 представлены показатели работы конденсаторов в реальных условиях эксплуатации. Следует отметить, что последовательная схема включения конденсаторов не достигает проектных значений показателей. Разность температуры «горячей» и «холодной» секций составляет 0,3÷1,5°С, что говорит о недостаточной вентиляции паром теплообменной поверхности конденсатора. Следует обратить внимание на очень низкий уровень коэффициента теплопередачи.

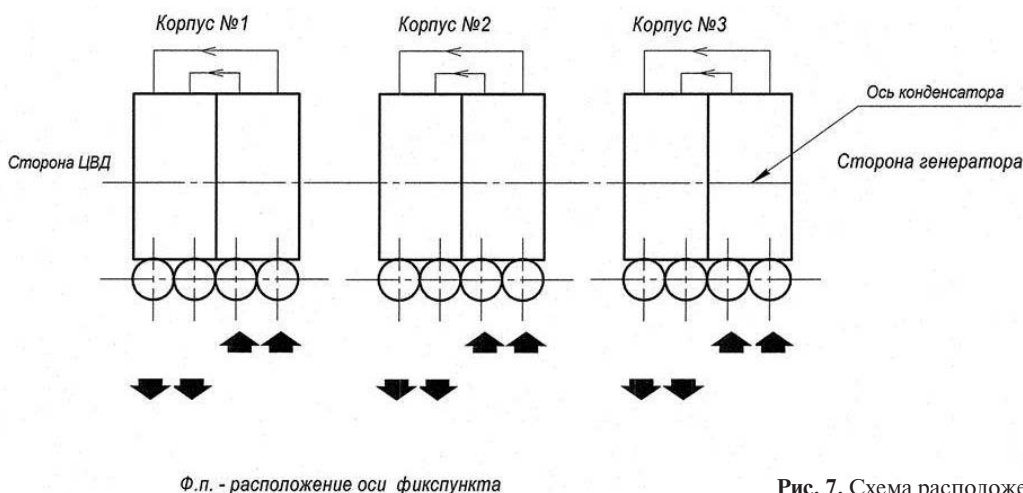


Рис. 7. Схема расположения корпусов конденсатора

Таблица 8. Параметры работы конденсатора энергоблока при расчетных условиях энергоблока №4 Белоярской АЭС

№	Наименование показателя, размерность	Температура охлаждающей воды, °С			
		6,15	11,0	17,7	20,7
1	Электрическая мощность энергоблока, МВт	855	856	864	861
2	Расход питательной воды, т/ч	3022	3021	3092	3102
3	Температура питательной воды, °С	212,2	212,4	213,5	213,2
4	Тепловая мощность турбоустановки, МВт	2034	2033	2072	2081
5	Температура охлаждающей воды на выходе конденсатора, °С	14,4	19,2	26,7	29,7
6	Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе, °С	8,25	8,2	9	9
7	Расход охлаждающей воды, м³/ч (по данным АЭС)	123 100	122 000	125 000	112 000
8	Расход охлаждающей воды, м³/ч, (по тепловому балансу)	119 400	119 900	112 190	113 340
9	Температура пара в конденсаторе, °С:				
	- «горячая» секция	26,6	28,3	33,8	35,9
	- «холодная» секция	26,0	28,0	33,4	34,4
10	Давление пара в конденсаторе, кгс/см²				
	- «горячая» секция	0,0355	0,0393	0,0537	0,0603
	- «холодная» секция	0,0343	0,0386	0,0525	0,0555
11	Среднее давление пара в конденсаторе, кгс/см²	0,0349	0,0390	0,0531	0,0579
12	Средний коэффициент теплопередачи «горячей» секции конденсатора, ккал/ м²· час·°С	1160	1490	1830	1860
13	Превышение давления пара в конденсаторе над расчетным, кгс/см²	—	0,008	0,009	0,007
14	Потенциал повышения электрической мощности при достижении расчетных параметров конденсационной установки, МВт	—	3	6	7

### Заключение

Для достижения максимальной эффективности принятых технических решений в реальных условиях эксплуатации необходимо проводить комплексные расчетные и экспериментальные исследования, в том числе конденсационной установки. Именно благодаря определению фактических характеристик оборудования в реальных условиях эксплуатации путем проведения испытаний с использованием дополнительных высокоточных средств измерений мы сможем принять обоснованные и оптимальные решения по совершенствованию схемных, режимных и конструктивных характеристик оборудования.

В связи со значительным влиянием эффективности работы конденсационных установок на эффективность работы блока в целом считаем необходимым проведение комплексного анализа конденсационных установок новых блоков.

Проведение расчетных и экспериментальных исследований позволит выявить фактические характеристики оборудования в условиях реальных ограничений, разработать мероприятия по повышению эффективности их работы и обеспечить возможность достижения максимальной экономичности технических решений при создании блоков АЭС в будущем.

Для новых турбин, в частности, тихоходных ПАО «Силовые машины» целесообразно разрабатывать рабочую лопатку последней ступени ЦНД на расчетное давление  $0,05 \div 0,06$  кгс/см² с возможностью работы при давлении на выходе более  $0,12$  кгс/см². Следует обратить внимание на необходимость расширения диапазона работы последних ступеней турбин с длиной лопатки 1200 и 1450 мм.

Комплексный анализ конденсационных установок новых блоков АЭС должен включать в себя:

- термодинамический анализ достоверности показаний штатной системы контроля параметров;
- проведение контрольных замеров технологических параметров: вакуума в КНД, температуры охлаждающей воды, расхода охлаждающей воды и основного конденсата;
- выполнение теплогидравлических испытаний конденсационной установки;
- разработка мероприятий по повышению эффективности конденсационной установки.

Наличие нормативных характеристик, полученных путем испытаний оборудования, позволит обеспечить экономичную работу новых энергоблоков.

### Список литературы

1. Турбина паровая типа К-1100-60/1500-2М, ТУ 108.1055-82 с Дополнением № Д-6663.
2. Пояснительная записка. Конденсатор «блочно-модульного» исполнения турбоустановки К 1100-60/1500-2М Ростовская АЭС, блок №3, Россия. Б-806040ПЗ, Турбоатом.
3. Отчет НПО ЦКТИ. Проведение тепловых (балансовых) испытаний энергоблока №3 Ростовской АЭС с разработкой нормативных энергетических характеристик основного оборудования блока. Этап 3 Технико-экономические показатели блока №3 Ростовской АЭС. 363 030-ТО.03
4. Турбина паровая К-1200-6,8/50, Расчетно-справочные данные. Новоронежская АЭС-2, блоки 1 и 2. NW20.E.201.&0UMA&&.MA&&&.021.RG.0001 9730001 PP 0201, 2010.
5. Группа конденсаторная 1200КП-95000-1, Руководство по эксплуатации. 1485830 РЭ NW20.W.201.&.OUMA&&.MAG&&.021.KC.0001
6. Турбина паровая К-800-130/3000, Расчетно-справочные данные. 9460001 PP 0201, 2011.

# ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПУСКА РУ БН-800 ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В РЕЖИМАХ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Фадеев И.Д., Дмитриева И.В., Рогожкин С.А., Шепелев С.Ф.  
АО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород

## Введение

Реакторная установка (РУ) должна надежно работать во всех режимах нормальной эксплуатации (эксплуатация АС в определенных проектом эксплуатационных пределах и условиях), основными из которых являются плановые режимы выхода на номинальную мощность при пуске станции, стационарные режимы с номинальными параметрами, плановые остановки и работа на пониженной мощности РУ, связанная с выходом из строя отдельных узлов и оборудования (или отключением петель теплоотвода).

Анализ эксплуатационных параметров работы РУ и определение фактических теплогидравлических характеристик оборудования на номинальной 100 % мощности и частичных нагрузках необходимы для подтверждения расчетных параметров, оптимизации алгоритмов прохождения режимов и обоснования условий работы оборудования в режимах нормальной эксплуатации.

Наиболее представительными режимами нормальной эксплуатации для подтверждения проектных параметров РУ являются пуски и остановки, в которых мощность РУ варьируется от 0 до 100 % при соответствующем изменении теплогидравлических параметров.

Представлены результаты оптимизации режимов пуска РУ БН-800, которые были реализованы при вводе энергоблока в эксплуатацию.

Проанализированы фактические алгоритмы и параметры работы энергоблока №4 с РУ БН-800 (температура, давление, расходы теплоносителей), полученные на этапах энергетического пуска и опытно-промышленной эксплуатации при прохождении режимов пуска и остановки. Выполнено сравнение рассчитанных по аттестованной программе ТР-БН [1] и эксплуатационных данных.

На основе фактических параметров реакторной установки БН-800 и выполненных расчетов проанализированы условия работы основного оборудования и подготовлены рекомендации для назначения запасов теплопередающей поверхности промежуточного теплообменника (ПТО) перспективных реакторных установок типа БН.

## Методический подход

Для исследования режимов нормальной эксплуатации разработана программа ТР-БН, предназначенная для расчета статических параметров (температур и расходов в теплопередающих контурах) на различных уровнях мощности в РУ БН с трехконтурной схемой передачи тепла от реактора к турбогенератору.

Использование программы ТР-БН позволяет оперативно выполнять многовариантные оптимизационные и прогнозные статические расчеты режимов нормаль-

ной эксплуатации. Характер прохождения режимов пуска и остановки позволяет проводить расчет в квазистационарной постановке (медленное изменение параметров).

Моделируется одна петля реакторной установки в предположении симметричной работы теплоотводящих петель.

Предусмотрены три характерных варианта схемно-конструктивного исполнения прямоточного парогенератора (ПГ) натрий-вода/пар:

- корпусной, совмещающий функцию испарителя и основного пароперегревателя;
- секционнo-модульный, каждая секция которого состоит из модуля испарителя и модуля основного пароперегревателя;
- секционнo-модульный, каждая секция которого состоит из модуля испарителя, модуля основного пароперегревателя и модуля промежуточного пароперегревателя с натриевым перегревом. Основной и промежуточный пароперегреватели по натрию подключены параллельно.

На рис. 1 представлена расчетная схема с секционнo-модульным парогенератором (состоит из модуля испарителя, основного и промежуточного пароперегревателей), которая отвечает наиболее общему варианту. Остальные варианты парогенератора можно рассматривать с точки зрения расчетной модели, как его частные случаи.

При решении задачи отдельно рассматриваются активная зона, промежуточный теплообменник, основной пароперегреватель, промежуточный пароперегреватель и испаритель. Испаритель разделен на пять участков: подогревательный, поверхностного кипения, пузырькового кипения, ухудшенного теплообмена и перегрева. Активная зона и промежуточный теплообменник рассчитываются по одномерной точечной схеме, парогенератор – по одномерной схеме с разбиением на участки по длине. Движение теплоносителей в ПГ и ПТО противоточное.

Распределение температур по контурам описывается системой уравнений теплового баланса и теплопередачи, которая решается итерационным методом.

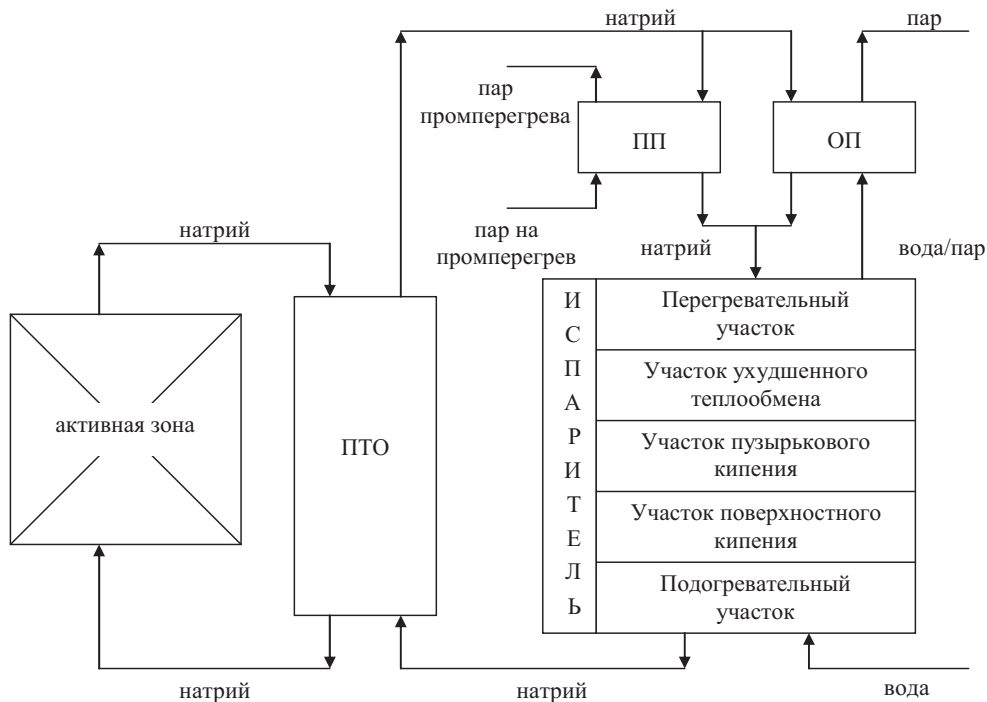
Уравнения теплового баланса и теплопередачи для ПГ имеют вид [2]:

$$\begin{cases} \frac{dQ}{dx} = D \cdot \frac{di}{dx} \\ \frac{dQ}{dx} = G_2 \cdot c_p \cdot \frac{dT_2}{dx} \\ \frac{dQ}{dx} = K \cdot \Delta T_{2-3} \cdot \frac{dF_{III}}{dx} \end{cases} \quad (1)$$

где  $Q$  – мощность, Вт;  $D$  – расход питательной воды, кг/с;  $G_2$  – расход теплоносителя второго контура, кг/с;  $c_p$  – теплоемкость натрия, Дж/(кг·°C);  $i$  – энтальпия воды/пара, Дж/кг;  $K$  – коэффициент теплопередачи ПГ, Вт/(м<sup>2</sup>·°C);  $\Delta T_{2-3}$  – температурный напор, °C;  $F_{III}$  – площадь поверхности теплопередачи, м<sup>2</sup>.

Аналогичные формулы для теплового баланса и теплопередачи используются для расчета ПТО [2].

Программа ТР-БН была верифицирована путем сравнения результатов расчета с эксплуатационными данными РУ БН-600 и результатами расчета по программе Корсар/ГП для парогенератора БН-800. По результатам выполненных работ программа ТР-БН аттестована в Ростехнадзоре [3].



**Рис. 1.** Расчетная схема РУ БН (ПТО – промежуточный теплообменник, ПП – промежуточный пароперегреватель, ОП – основной пароперегреватель)

### Оптимизация режимов пуска

В процессе разработки алгоритмов режимов пуска были выполнены расчетные исследования, позволившие [4]:

- оптимизировать алгоритм перевода испарителя парогенератора в паровой режим;
- обеспечить неперевышение на выходе из испарителя температуры пара 400 °С на частичных нагрузках;
- оптимизировать алгоритм пуска на двух петлях.

Для выбора оптимального алгоритма перевода испарителя в паровой режим при пуске БН-800 на трех петлях были рассмотрены два варианта:

- при постоянном давлении воды/пара и снижении расхода питательной воды (вариант 1);
- при одновременном снижении давления воды/пара и расхода питательной воды (вариант 2).

Основные отличия алгоритмов представлены в табл. 1.

Как показал анализ алгоритмов, перевод в паровой режим по варианту 2 имеет ряд достоинств по сравнению с вариантом 1, а именно:

- - температура натрия первого и второго контуров поддерживается практически постоянной;
- - время перевода измеряется минутами (подтверждается опытом эксплуатации БН-600);
- - не создаются условия для возникновения гидродинамической неустойчивости.

По условиям нормальной эксплуатации парогенератора, температура пара на выходе из испарителя должна быть не выше 400 °С. Основное влияние на температуру пара на выходе из испарителя оказывает температура натрия на выходе из парогенератора. Требование по неперевышению температуры пара выполняется при поддержании температуры натрия на выходе из парогенератора 290 °С в диапазоне мощности реактора от 25 до 67 % и линейном повышении температуры в диапазоне от 67 до 100 %.

**Таблица 1.** Сравнение алгоритмов перевода парогенератора БН-800 в паровой режим

Вариант 1	Вариант 2
- заполнение испарителей водой с расходом ~ 6 % от номинального и установка давления воды на уровне 6 МПа (водный режим циркуляции);	- заполнение испарителей водой с расходом ~ 6 % от номинального и установка давления на уровне 12 МПа (водный режим циркуляции);
- увеличение расхода питательной воды до 35-40 %, поддержание температуры натрия на выходе из парогенератора 250 °С (для поддержания в водяном режиме работы), увеличение мощности реактора до ~ 6 %;	- увеличение расхода питательной воды до 35-40 %, поддержание температуры натрия на выходе из парогенератора 294 °С (для поддержания в водяном режиме работы), увеличение мощности реактора до ~ 10 %;
- снижение расхода питательной воды до ~ 7 % при постоянном давлении 6 МПа и постоянной мощности ~ 6 % (перевод испарителя ПГ в паровой режим), повышение температуры натрия и воды/пара на выходе из испарителя на ~50 °С. После стабилизации параметров выполняется дальнейшее повышение мощности реакторной установки.	- снижение давления питательной воды с 12 МПа до 8 МПа и одновременное снижение расхода питательной воды до ~10 % при мощности ~ 10 % (перевод испарителя ПГ в паровой режим), температура натрия изменяется в пределах 3-4 °С, температура воды/пара на выходе из испарителя снижается на ~30 °С. После стабилизации параметров выполняется дальнейшее повышение мощности реакторной установки.

Алгоритм пуска БН-800 на двух петлях имеет ряд особенностей по отношению к пуску на трех петлях. Максимальная мощность реактора при пуске на двух петлях равна 67 % от номинальной. При этом каждый из двух парогенераторов обеспечивает 100 % мощность петли. Для унификации режимов пуска на трех и двух петлях и поддержания номинальных параметров петли приняты аналогичные алгоритмы пуска в обоих вариантах.

На основании выполненных исследований изложенные выше оптимизационные решения были приняты для алгоритмов пусков РУ БН-800.

## Сравнительный анализ эксплуатационных и расчетных параметров

Для отработки алгоритмов прохождения режимов пуска и останова РУ БН-800 в рамках этапов энергетического пуска и опытно-промышленной эксплуатации были выполнены следующие испытания:

- пуск и вывод на максимально допустимый по состоянию оборудования уровень мощности на трех петлях из «холодного» состояния;
- пуск и вывод на максимально допустимый по состоянию оборудования уровень мощности на двух петлях из «холодного» состояния;
- пуск и вывод на максимально допустимый по состоянию оборудования уровень мощности на трех петлях из «горячего (неостывшего)» состояния;
- пуск и вывод на максимально допустимый по состоянию оборудования уровень мощности на двух петлях из «горячего (неостывшего)» состояния;
- плановый останов после работы на заданном уровне мощности на трех петлях;
- плановый останов после работы на заданном уровне мощности на двух петлях.

Анализ результатов испытаний в части изменения режимных параметров показал удовлетворительное совпадение с алгоритмами, заложенными в проекте.

В частности, перевод в паровой режим, подключение пароперегревательных модулей ПГ, изменение частоты вращения главных циркуляционных насосов первого, второго контуров (ГЦН-I, II), выдержки на различных уровнях мощности, связанные с пуском турбины и ограничением со стороны твэл осуществлялись в соответствии с требованиями проекта (рис.2). Отличия во времени прохождения режимов были связаны с меньшими фактическими скоростями изменения параметров с целью снижения нагружения оборудования и твэл. Увеличение длительности протекания режимов в процессе испытания обусловлено также наличием дополнительных временных выдержек на различных уровнях мощности для проверки состояния оборудования и фиксации параметров.

С целью анализа теплогидравлических параметров РУ БН-800 в режимах нормальной эксплуатации на различных уровнях мощности были выполнены следующие испытания: «Расчет теплового баланса 1, 2, 3 контуров на мощности»; «Определение теплогидравлических характеристик 1, 2, 3 контуров на мощности». В качестве исходных данных для сравнительного анализа теплогидравлических параметров 1, 2, 3 контуров принимались результаты испытаний при пусках в стационарных режимах работы блока на уровнях мощности 5, 15, 35, 50, 67, 85, 100%  $N_{ном}$  и результаты расчетов по программе ТР-БН. Фактическая мощность определялась исходя из средневзвешенной тепловой мощности по всем трем контурам в соответствии с расчетами тепловых балансов. Результаты сравнительного анализа приведены на рис.3-5.

Получено удовлетворительное совпадение расчетных и эксплуатационных параметров. Отклонения результатов расчета от фактических данных - для температуры натрия по первому контуру не более 9 °С, по второму не более 3 °С, по воде/пару на выходе из парогенератора не более 8 °С - попадают в область погрешностей программы ТР-БН, представленных в аттестационном паспорте.

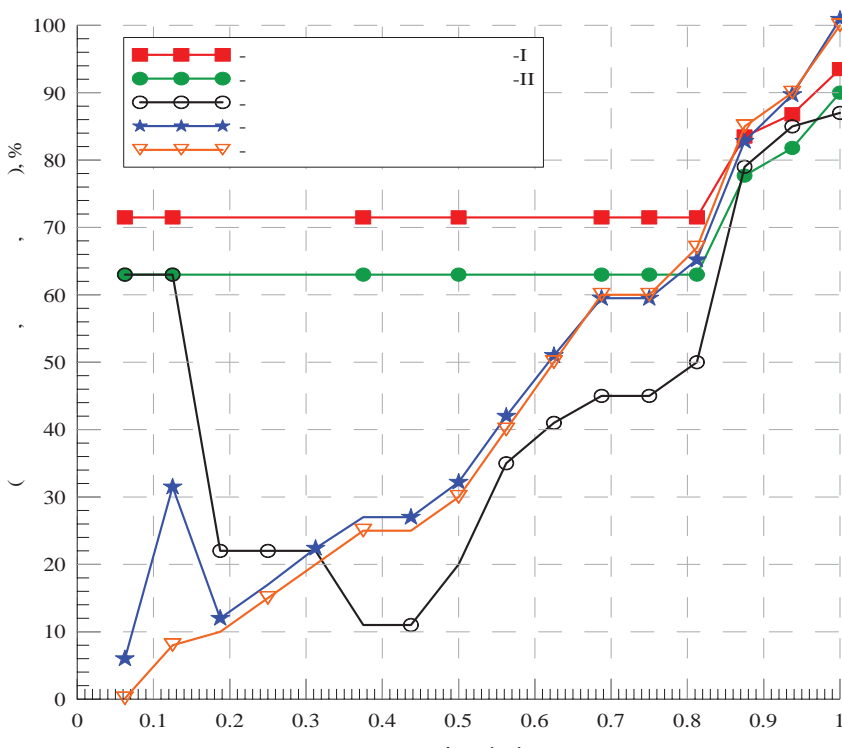


Рис. 2. Проектное изменение параметров РУ БН-800 во времени. Пуск и вывод на максимально допустимый по состоянию оборудования уровень мощности на трех петлях из «холодного» состояния

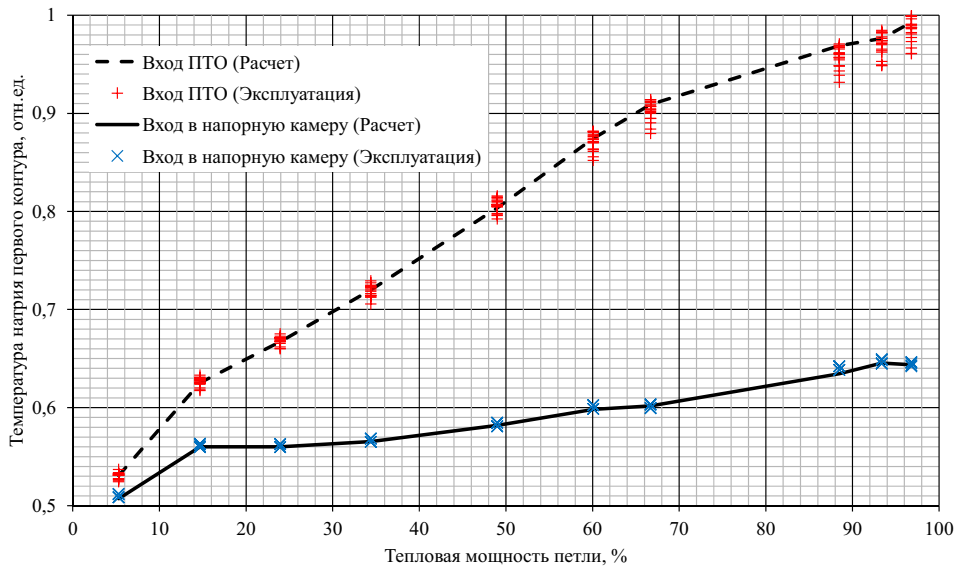


Рис. 3. Зависимость температуры натрия первого контура РУ БН-800 от мощности петли

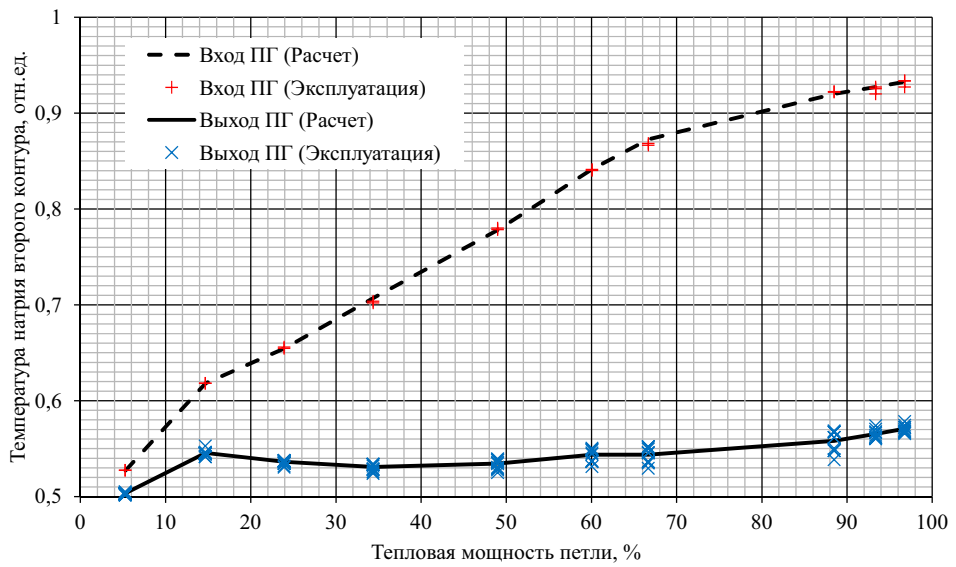


Рис. 4. Зависимость температуры натрия второго контура РУ БН-800 от мощности петли

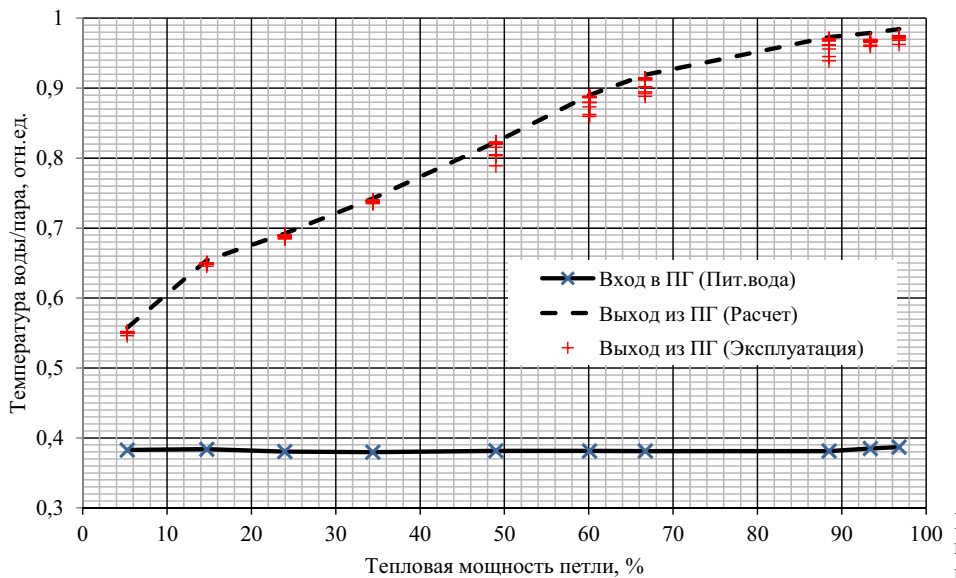


Рис. 5. Зависимость температуры воды/пара РУ БН-800 от мощности петли



## Анализ теплогидравлических характеристик ПТО и насосов ГЦН-I,II

Сложность теплогидравлического расчета ПТО связана с наличием продольно - поперечного течения теплоносителя первого контура в районе входных/выходных окон, что приводит к неравномерному распределению расходов теплоносителя в межтрубном пространстве и, как следствие, неравномерности распределения температур и теплосъема по высоте и радиусу трубного пучка. При такой сложной картине течения теплоносителя для обоснования эффективности ПТО требуется проведение двумерного теплогидравлического расчета.

Отличие фактической эффективности ПТО от проектной обусловлено главным образом отличием проектного и фактически реализующегося в ПТО коэффициентов теплопередачи.

Фактический коэффициент теплопередачи определялся в результате поверочного теплогидравлического расчета ПТО по известным тепловой мощности ПТО, расходам теплоносителей и температурам натрия на входе/выходе из ПТО. В качестве исходных данных использовались стационарные параметры начального периода эксплуатации блока на мощности РУ от 60 до 100%. В работе находились три или две петли установки с количеством секций в ПГ от 8 до 10 шт.

На рис.6 представлен фактический коэффициент запаса теплопередающей поверхности, представляющий отношение расчетного и фактического (измеренного) коэффициентов теплопередачи:  $K_3 = k_p/k_3$ . Погрешность определения коэффициента запаса составляет от 15 до 18 %. Для сравнения приведен проектный коэффициент запаса. Сравнение расчетного и проектного коэффициентов запаса на уровнях мощности от 75 до 100 % показывает наличие неизрасходованного запаса поверхности от 20 до 40 %.

На основании выполненного анализа и с учетом погрешности измерений температур и расходов сред запасы теплопередающей поверхности ПТО перспективных реакторных установок типа БН могут приниматься на уровне 20-30 %.

Для определения необходимых частот вращения ГЦН-I,II при пуско-наладочных работах были выполнены испытания по определению гидравлических характеристик первого и второго контуров. Значения частот вращения ГЦН-I,II для обеспечения номинального расхода натрия в первом и втором контуре ниже, чем по проекту, соответственно на ~ 5 % и ~ 8 % (рис.6,7). Данное отличие обусловлено принятым в проекте консервативным подходом.

### Выводы

Проведены оптимизационные исследования режимов пуска РУ БН-800, результаты которых были использованы при вводе энергоблока в эксплуатацию.

Сравнение расчетных и эксплуатационных параметров работы энергоблока №4 с РУ БН-800 на различных уровнях мощности при прохождении режимов пуска и останова показало удовлетворительное совпадение с алгоритмами, заложенными в проекте. Отклонения температур по натрию первого и второго контуров и по воде/пару на выходе из парогенератора попадают в область погрешностей программы ТР-БН, представленных в аттестационном паспорте.

Анализ теплогидравлических параметров работы ПТО и ГЦН-I,II показал достаточность принятых в проекте запасов. При этом значения частот вращения ГЦН-I,II для обеспечения номинального расхода натрия в первом и втором контуре ниже, чем по проекту, соответственно на ~ 5 % и ~ 8 %. Фактический запас теплопередающей поверхности ПТО БН-800 на уровнях мощности от 75 до 100 % лежит в диапазоне от 20 до 40 %. На основании выполненного анализа рекомендуется принимать запас теплопередающей поверхности ПТО перспективных реакторных установок типа БН на уровне 20-30 %.

### Список литературы

1. И.Д. Фадеев, И.В. Дмитриева, С.Л. Осипов, С.А. Рогожкин. Разработка и верификация программы ТР-БН для обоснования режимов нормальной эксплуатации реакторов БН // Известия вузов. Ядерная энергетика – 2016. – Вып. 1. – С. 30-40.

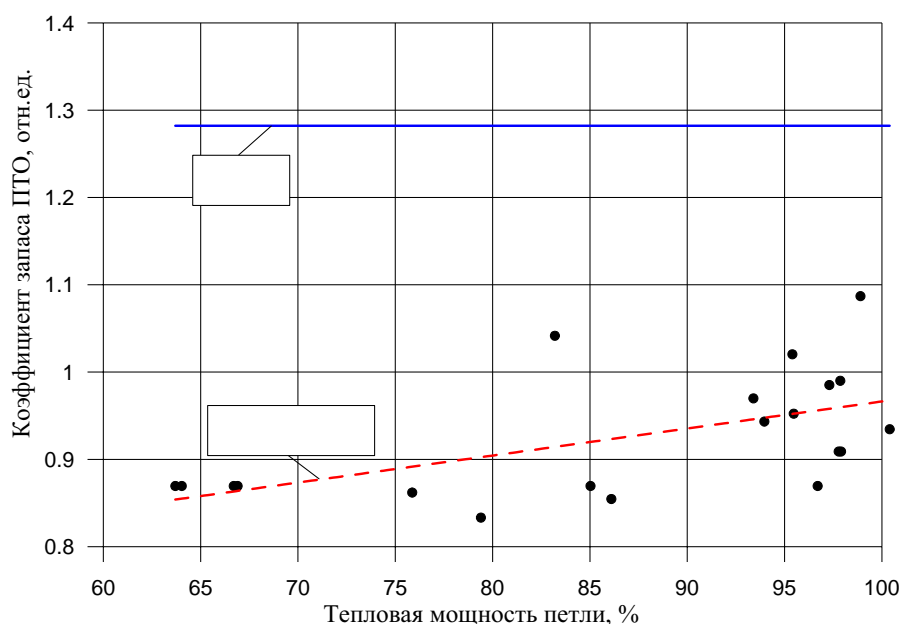


Рис. 6. Зависимость коэффициента запаса ПТО РУ БН-800 от мощности петли

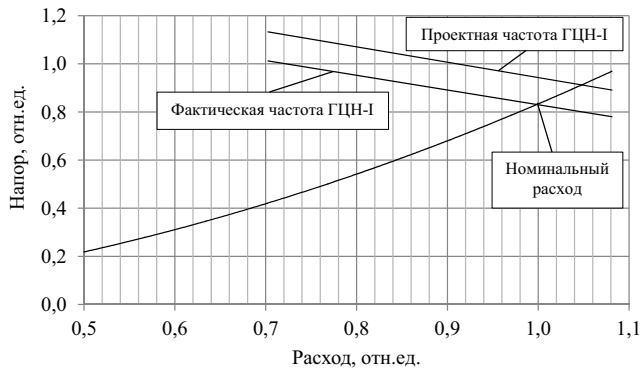


Рис. 7. Гидравлическая характеристика ГЦН-I

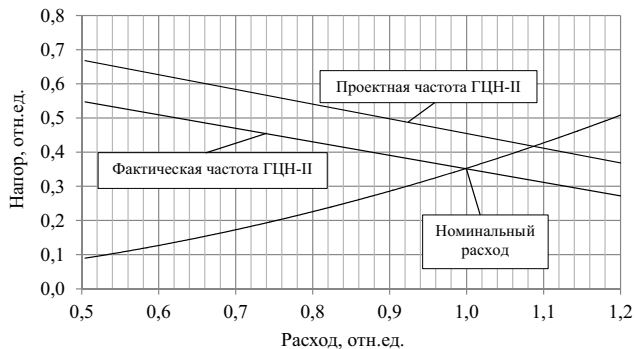


Рис. 8. Гидравлическая характеристика ГЦН-II

2. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. М.: Изд. 2-е, Энергия, 1977.

3. Аттестационный паспорт программного средства ТР-БН, №373 от 24.06.2015.

4. И.Д. Фадеев, В.Е. Воронцов, И.В. Дмитриева, С.Л. Осипов, С.А. Рогожкин, С.Ф. Шепелев. Расчетные исследования в обоснование параметров реакторной установки БН-800 в режимах нормальной эксплуатации // Вопросы атомной науки и техники. — 2015. — Вып. 1. — С. 22-27.

## СТРАТЕГИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПНР НА ПЛОЩАДКАХ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

**Рачков В.Л.**

*«Ростоватомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго»*

На сегодняшний день на сооружаемых и действующих АЭС проектные системы диагностики и контроля оборудования энергоблоков не обеспечивают в полной мере информационную поддержку эксплуатации в части оценки и прогноза технического состояния оборудования энергоблока, т.к. являются локальными, структурно разрозненными без единой информационной интегрированной системы, позволяющей выполнять функцию управления ресурсными характеристиками оборудования.

Очевидно, что эффективная и безопасная эксплуатация оборудования энергоблоков АЭС напрямую связана с управлением ресурса, диагностическим обеспечением, и в этой связи невозможна без реализации и внедрения информационной блочной системы технической диагностики и прогнозирования оборудования энергоблока верхнего уровня энергоблока АЭС, кото-

рая должна интегрировать в себе информационные потоки существующих стационарных диагностических систем.

Оснащение энергоблоков АЭС ИБСТД предполагает следующий системный подход: результаты измерения параметров энергоблока штатными диагностическими системами в совокупности с мобильными диагностическими системами дают достаточную информацию о состоянии оборудования, а для решения задач диагностирования требуется автоматизировать и правильно организовать сбор, анализ данных и их обработку. ИБСТД должна состоять из системы «мобильного» мониторинга — автоматизированной системы сбора, обработки диагностической информации (АССОД) и стационарных систем диагностики и контроля ТМО, ЭТО, включая арматуру, объединённых на верхнем блочном уровне программным интегратором.

При вводе в эксплуатацию энергоблока №4 Ростовской АЭС специалистами АО «Атомтехэнерго» была создана АССОД, способная выполнять функции анализа и прогноза технического состояния оборудования. Около 80% базового состава работ диагностического направления в рамках АССОД было применено и реализовано в ходе пусконаладочных работ, что позволило сократить количество повторных пусков насосных агрегатов по причине повышенной вибрации на 70% благодаря опережающему выявлению средствами диагностики скрытых заводских дефектов, дефектов монтажа, ошибок проектирования с последующим своевременным устранением.

«Мобильный» мониторинг диагностических параметров в рамках АССОД, как комплексный подход к диагностике вращающихся механизмов (экспертная диагностика), неразрывно связан с основными ключевыми аспектами качества проведения пусконаладочных работ - выполняет функцию «барьеров качества», включающих:

- первый барьер — опережающая диагностика технического состояния роторного оборудования при ПСИ на заводе-изготовителе;
- второй барьер - опережающая диагностика состояния в период монтажа и при первых включениях оборудования после монтажа;
- третий барьер — функциональная диагностика оборудования в период пусконаладочных работ при вводе в эксплуатацию энергоблока АЭС.

Применение мобильного комплексного диагностического сопровождения с ведением электронной базы данных АССОД на предэксплуатационных этапах при сооружении и вводе в эксплуатацию энергоблоков АЭС:

- снижает риск отказов оборудования за счёт мониторинга и оценки состояния, своевременного выявления и устранения несоответствий, способствует оптимизации сроков ввода в эксплуатацию;
- создаёт диагностическую платформу (IT-пространство) для управления ресурсными характеристиками в рамках ИТПЭ на АЭС.

Реализация указанных положений ИБСТД на новых энергоблоках АЭС для диагностического обеспечения и ресурсного управления оборудованием энергоблоков АЭС по предварительным расчётам обеспечит:

- снижение количества повторных пусков вращающихся агрегатов по причине повышенной вибрации до 70%;
- снижение количества скрытых заводских дефектов (из опыта участия АО АТЭ в ПСИ на заводах- изгото-

вителях: было выявлено до 60% дефектов, из которых 40% дефекты изготовления, 20% проектирования);

- снижение затрат на ТОиР по результатам диагностики;
- снижение рисков образования технологических нарушений эксплуатации за счёт своевременного предупреждения ИБСТД о выявленных активных дефектах, что в целом приведёт к повышению конкурентоспособности российских производителей систем диагностики, повышению бизнес приоритетов ГК «Росатом» «Новые продукты» и «Повышение доли на международных рынках».

Подводя итог вышесказанному, необходимо выделить несколько стратегических направлений развития диагностического обеспечения при переходе от диагностики первичного состояния до прогноза работоспособного периода и остаточного ресурса оборудования:

1. Мульти-диагностика или экспертная диагностика состояния при приёмо-сдаточных испытаниях на заводах изготовителя оборудования для выявления скрытых заводских дефектов и ошибок проектирования;

2. Приёмочная экспертная диагностика и контроль при монтаже оборудования, при первых его включениях для выявления ошибок монтажа, скрытых заводских дефектов и ошибок проектирования, при приемке для производства пусконаладочных работ и при приёмке в эксплуатацию.

3. Внедрение на ранних этапах ввода в эксплуатацию автоматизированной системы сбора, обработки диагностической информации АССОД для формирования основ ИТ-платформы ресурсного управления оборудованием энергоблока в период его эксплуатации.

4. Проектирование информационных блочных систем технической диагностики ИБСТД, основанных на принципе интеграции проектных систем диагностики и контроля энергоблока и объединения с мобильным комплексным диагностическим сопровождением АС-СОД.

## КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПНР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАШЗАЛА БЛОКА №1 НВАЭС-2

*Поздняков А.В.*

*АО «Атомтехэнерго», Нововоронежский филиал  
«Нововоронежатомтехэнерго»*

### Введение

27 февраля 2017 г. произошло важнейшее событие в российской атомной энергетике – состоялся ввод в эксплуатацию блока №1 Нововоронежской АЭС-2. Данный доклад основан на анализе большого количества информации и опыта, полученного персоналом Цеха технологических систем и оборудования НВАТЭ при проведении пуско-наладочных работ на основном и вспомогательном оборудовании турбинного отдела-

ния блока поколения 3+. В докладе приведены технические данные и конструктивные особенности:

- паровой турбины К-1200-6,8/50;
- турбогенератора ТЗВ-1200-2АУЗ с полным водяным охлаждением;
- системы автоматического регулирования и защиты турбины (САРЗ);
- быстродействующей редукционной установки сброса пара в конденсатор (БРУ-К);
- питательных электронасосных агрегатов типа ПЭА 1840-80 (10LAC10÷50AP001);
- циркуляционных насосных агрегатов типа 160ДПВ10-28 (10PAC01÷04AP001);
- затворов комбинированных (10PAB05÷08AA601);
- башенной испарительной градирни (10URA).

Изложены основные проблемные моменты, возникшие при проведении индивидуальных испытаний и пуско-наладочных работ на данном оборудовании, с указанием коренных причин их появления, а также приведены мероприятия, реализация которых позволила устранить выявленные несоответствия и обеспечить нормальное функционирование технологических систем.

### Паровая турбина К-1200-6,8/50

Паровая турбина К-1200-6,8/50: конденсационная, одновальная, выполнена по конструктивной схеме «бабочка» 2ЦНД+ЦВД+2ЦНД на базе ЦНД с рабочей лопаткой последней ступени длиной 1200 мм, изготовленной из титанового сплава.

Номинальная мощность, МВт	1195,4
Номинальная частота вращения, об/мин	3000
Давление свежего пара на входе в ТА, МПа	6,8
Температура свежего пара на входе в ТА, °С	283,8
Расход свежего пара на ТА, т/ч	6162
Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	143680

Отличительной особенностью тепловой схемы турбоустановки К-1200-6,8/50 является применение вместо одноступенчатого перегрева пара свежим паром, в схемах турбоустановок мощностью 1000 МВт, - двухступенчатого перегрева (паром из первого отбора ЦВД и свежим паром).

ЦВД выполнен из двух корпусов: наружного и внутреннего и имеет 12 ступеней давления, в каждом потоке ЦВД расположено по шесть ступеней. Внутренний корпус ЦВД устанавливается в наружный корпус и фиксируется в нем системой шпонок. Соединение паровпускных патрубков внутреннего и наружного корпусов ЦВД – телескопического типа, уплотнение между ними осуществляется поршневыми кольцами. Для компенсации парового усилия на внутренний корпус ЦВД от пара, поступающего из расположенных снизу впускных патрубков, предусмотрено разгрузочное устройство, выполненное в виде расположенной сверху закрытой камеры, уплотненной поршневыми кольцами, в которую подводится свежий пар для уравнивания усилий на внутренний ЦВД.

ЦНД турбины двухпоточные, проточная часть каждого потока состоит из 5 ступеней. Наружный и внутренний корпусы ЦНД - сварной конструкции из углеродистой стали. Корпус наружного цилиндра состоит из трех частей: средней части и двух симметричных выхлопных частей. Внутренний корпус установлен в наружном на лапах и фиксируется системой продольных

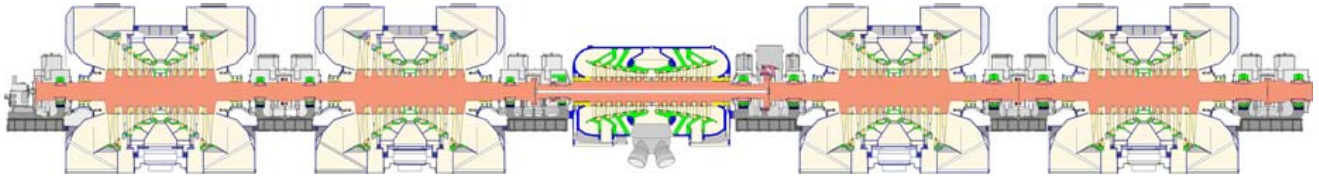


Рис. 1. Паровая турбина К-1200-6,8/50

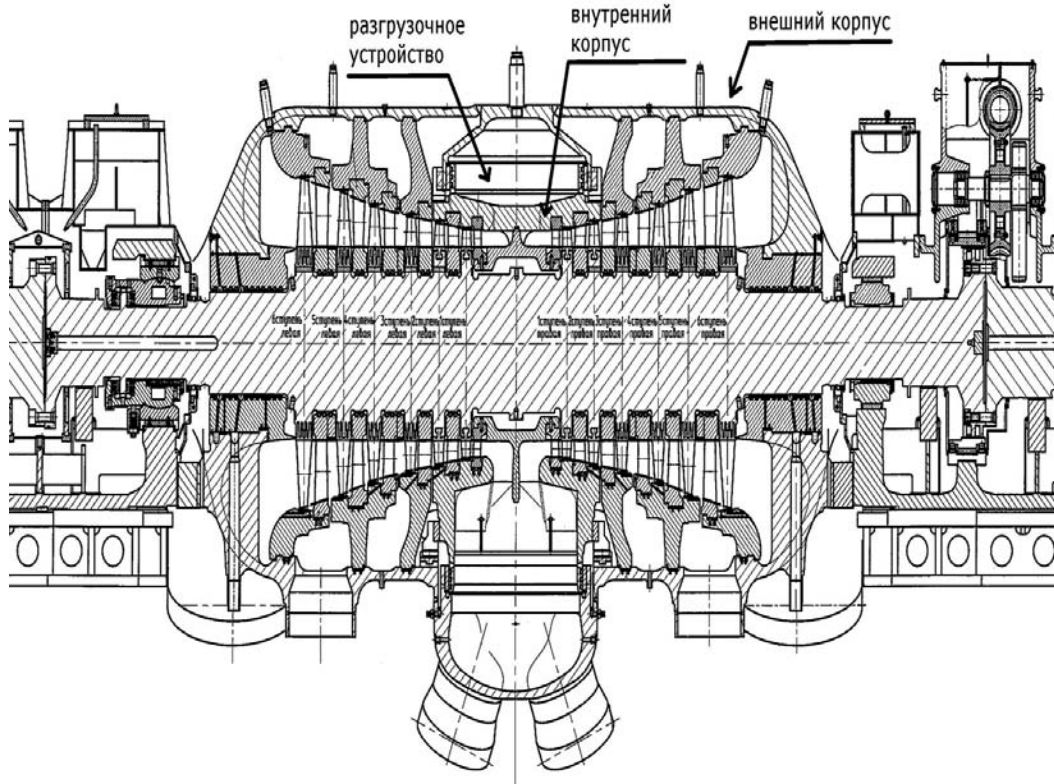


Рис. 2. Цилиндр высокого давления

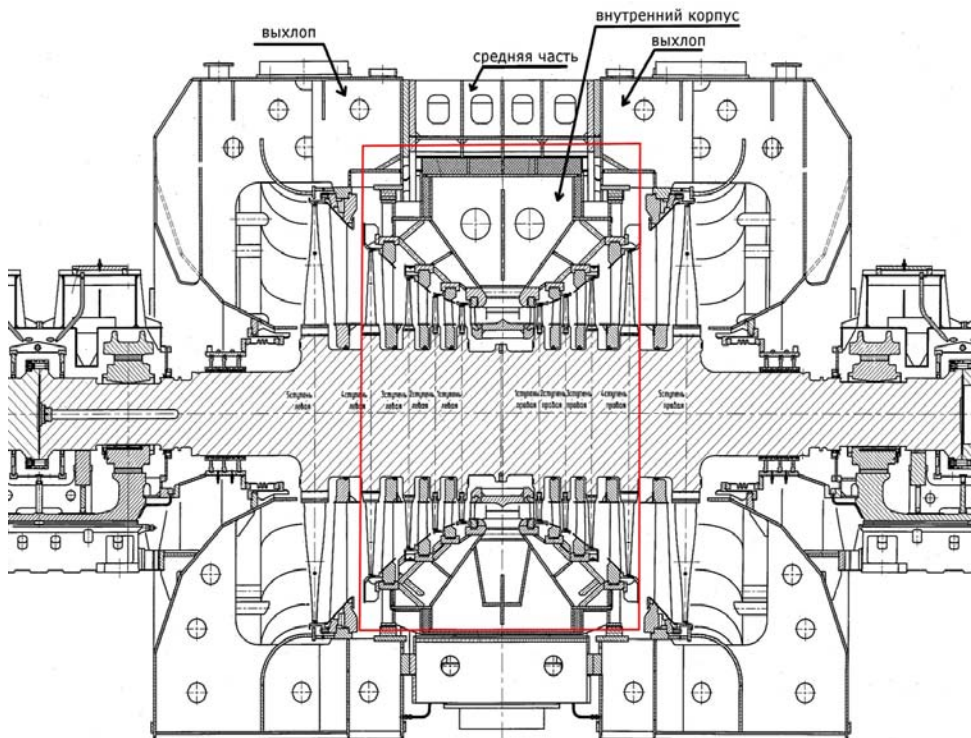


Рис. 3. Цилиндр низкого давления

и поперечных шпонок, не препятствующих независимому тепловому расширению внутреннего корпуса. Во внутреннем цилиндре установлены сварные диафрагмы первых четырех ступеней левого и правого потоков.

Основные проблемы возникшие при проведении ИИ и ПНР на паровой турбине К-1200-6,8/50:

1. Индивидуальные испытания паровой турбины К-1200-6,8/50 проводились в период с 25.07.2016 г. по 02.08.2016г. При повышении частоты вращения ТА выше 2600 об/мин (~2800 об/мин) наблюдалась повышенная вибрация подшипников № 10, 11, 12, 13. Для достижения успешных приемочных критериев испытаний производились неоднократные остановы ТА с последующей балансировкой ротора генератора, возбудителя и полумуфты РГ-РВ с установкой дополнительных грузов. Входе выполнения ИИ было выполнено 18 пусков, до достижения критериев успешности по вибрации ТА.

2. В процессе выполнения динамических испытаний РУ со сбросами нагрузки наблюдался рост температуры баббита на 3-ем и 4-ом подшипниках (максимальная температура баббита составила 99 °С). Рост температуры был вызван смещением ротора вследствие резких сбросов нагрузки. Снизить температуру баббита путем частичного изменения мощности ТА не удалось. После включения НГПР и его работы в течении 1,5 суток ротор встал на место, температура баббита снизилась и стабилизировалась.

### Система байпаса турбины БРУ-К (10MAN)

Быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в конденсатор состоит из электрогидравлической системы управления клапанами БРУ-К, клапанов БРУ-К и узла маслоснабжения БРУ-К. Система включает в себя 8 клапанов БРУ-К, установленных на боковых стенках конденсатора, разделенных для более качественного регулирования давления в ГПК на 4 группы (по принципу 1-1-3-3). БРУ-К обеспечивает пропуск в конденсаторы до 60% от номинального расхода пара на турбину.

Давление свежего пара на входе в клапан, МПа	6,8 - 8,1
Температура пара, °С	284
Давление редуцированной пара, МПа	0,59
Максимальная пропускная способность БРУ-К, т/ч	600
Время полного открытия/закрытия клапана, с	2,5

Основные проблемы возникшие при проведении ИИ и ПНР на системе 10MAN:

1. При выполнении ГИ паропроводов свежего пара были выявлены повышенные пропуски среды через БРУ-К в конденсаторы турбины (по паспорту 4 гр./мин., по факту до 150 гр./мин.). Работы по восстановлению нормальной плотности клапанов БРУ-К (притирка седла клапана) не привели к желаемому результату. В связи с этим было принято решение о замене рабочего органа типа «шар» на рабочий орган типа «конус», что привело к положительному результату.

2. На этапе В «Энергетический пуск» в процессе подъема мощности РУ выявлена невозможность открытия клапана БРУ-К более 34%÷37% при номинальных параметрах в ГПК (6,8 Мпа). Выполнена доработка БРУ-К по рекомендациям завода ЛМЗ на площадке (выполнена

подрезка шлицевой втулки каждого клапана БРУ-К до  $7,5 \pm 0,5$  мм. для обеспечения хода разгрузки).

### Система автоматического регулирования и защиты турбины

САРЗ производство ПАО «Силловые машины» выполнена электронногидравлической и состоит из следующих основных компонентов:

- система маслоснабжения системы регулирования, включающая ряд устройств для хранения, очистки и подачи огнестойкого масла в пределах турбоустановки;
- гидравлическая часть системы регулирования включающая электрогидравлические преобразователи сумматоры сигналов от турбинного контроллера и исполнительные механизмы сервомоторы клапанов РК, СК и других;
- гидравлическая часть системы защиты турбины включающая электромагнитные выключатели, золотники отключения турбины, центробежные выключатели;
- электронная часть система регулирования (турбинный контроллер) реализующий алгоритмы управления регулирующими и сбросными клапанами во всех режимах работы;
- система парораспределения, включающая стопорные и регулирующие клапаны ЦВД и ЦНД, сбросные клапаны, клапан греющего пара СПП.

Основные проблемы возникшие при проведении ПНР на системе САРЗ:

1. В процессе работы системы с 29.02.2016 г. по 01.06.2016 г., в коробке регулирования турбины происходили неоднократные (5 раз) разрывы трубки DN25 трубопровода подачи масла на вход к золотникам регулятора безопасности. Выполнена замена трубки DN25 в коробке регулирования турбины на аналогичную, взятую из коробки регулирования энергоблока №2 НВАЭС-2.

2. Из-за нестабильных показаний ЭМП сумматора 10MAX53AS001 (РК ВД-3) и выхода из строя ЭМП сумматора 10MAX52AS001 (РК ВД-2) по распоряжению главного инженера выполнена замена ЭМП сумматоров 10MAX51,52,53,54AS001 (РК ВД-1÷4) на аналогичные с энергоблока №2 НВАЭС-2.

3. 01.10.2016 г. перед разворотом турбины обнаружен обрыв тяги пружинного блока РК ВД № 4. Проведен УЗК всех тяг РК ВД. По результатам контроля персоналом АЭР выполнена замена тяг пружинных блоков на сервомоторах РК ВД №1, 3, 4 (по одной тяге на каждый клапан). Выполнена проверка гидравлических характеристик РК ВД 1, 2, 3, 4 в соответствии с заводской документацией.

### Турбогенератор ТЗВ-1200-2АУЗ с полным водяным охлаждением

Активная мощность, МВт	1200
Полная мощность, МВ·А	1333
Частота, Гц	50
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	3000
Коэффициент мощности	0,9
Напряжение статора, кВ	24
Номинальный ток статора, кА	16,0
Коэффициент полезного действия, %, не менее	98,9

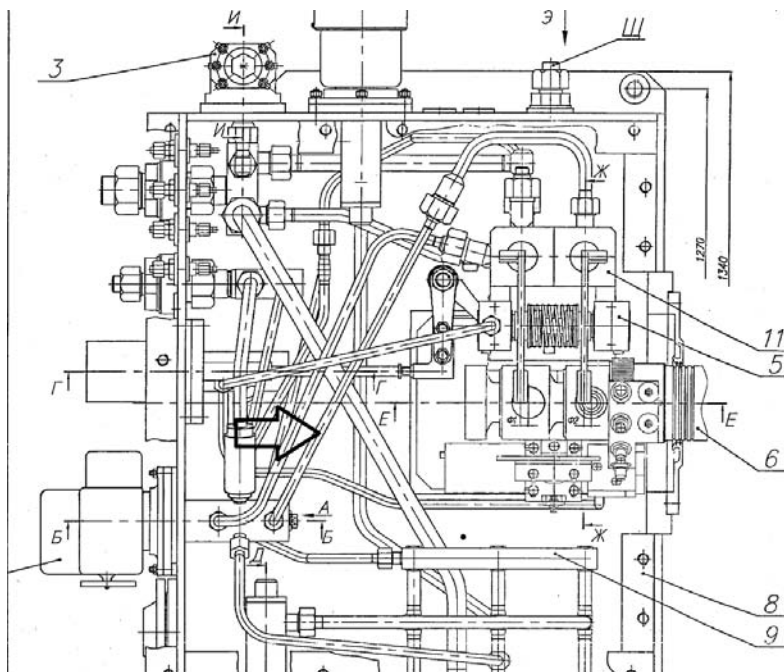


Рис. 4. Коробка регулирования турбины

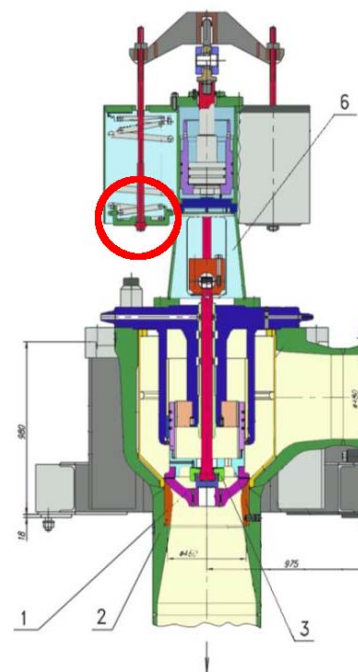


Рис. 5. Пружинный блок РКВД



Рис. 6. Фото обрыва тяги пружинного блока РКВД № 4

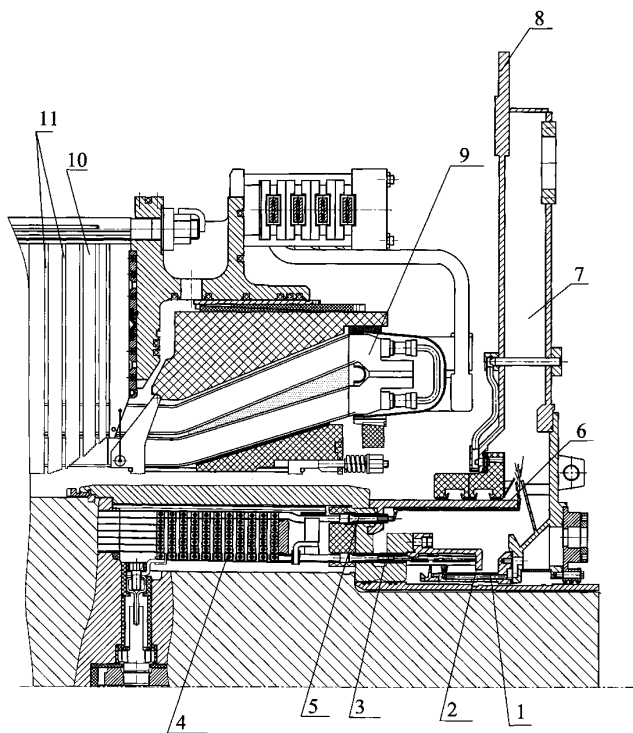
Применение водяного охлаждения вместо водородного приводит к уменьшению температуры обмоток и конструктивных элементов, уменьшению сечений каналов для охлаждающего агента в проводниках обмотки возбуждения ротора и снижению электрических потерь в них. Возможность повышения линейных нагрузок, плотностей тока и индукций позволяет при снижении объема и, соответственно, веса генератора обеспечить высокие эксплуатационные показатели – КПД и устойчивость, маневренность, запасы мощности по нагревам, расширение диапазона допустимых режимов работы. Важнейшим преимуществом применения полного водяного охлаждения и отказа от водорода, заполняющего внутреннее пространство генератора, является исключение возможности взрыва и возгорания.

Полное водяное охлаждение расширяет перспективы дальнейшего повышения надежности турбогенераторов вследствие отсутствия масляных уплотнений

вала, вентиляторов и встроенных в статор газоохлаждающих, снижения требований по газоплотности корпуса, уменьшения нагрева изоляционных материалов и, соответственно, повышения их долговечности, возможности упрощения конструкции отдельных узлов и деталей.

Основной особенностью конструкции турбогенераторов типа ТЗВ (рис.5) является «самонапорная» система охлаждения ротора, в которой отсутствуют гидравлические связи обмотки ротора с валом, включающие множество стальных и изоляционных трубок, уплотнений и высоконагруженных паяных соединений, определяющих недостаточную надежность конструкции роторов с подачей воды через вал («напорная» система).

Для преодоления гидравлического сопротивления каналов обмотки используется центробежная сила воды, заливаемой свободной струей во вращающийся напорный коллектор и сбрасываемой на большем



**Рис. 7.** Конструкция торцевой зоны турбогенератора типа ТЗВ: 1 – неподвижный напорный коллектор; 2 – напорное кольцо; 3 – нижние выводы обмотки ротора; 4 – обмотка ротора; 5 – верхние выводы обмотки ротора; 6 – сливное кольцо; 7 – неподвижная камера слива; 8 – торцевой щит корпуса статора; 9 – лобовые части обмотки статора; 10 – сердечник; 11 – охладитель сердечника

диаметре в сливную камеру торцевого щита статора. Попадание воды в подбандажное пространство ротора и в статор исключается, так как концы катушек, их соединения с напорным и сливным коллекторами и сами коллекторы вынесены по оси ротора за бандажные кольца и все возможные утечки воды в этих местах отбрасываются центробежной силой в общий водосборник.

На турбогенераторе введена система вентиляции, которая создает направленное движение воздуха внутри генератора, исключает образование застойных зон, поддерживает влажность воздуха на низком уровне. Непрерывный поток воздуха через кольцевые зазоры лабиринтных уплотнений вала ротора, направленный из средней части статора в сливные камеры, препятствует проникновению влаги внутрь генератора.

#### Основные проблемы возникшие при проведении ПНР на турбогенераторе ТЗВ-1200-2АУЗ

10.11.2016г. в 02:57:03 произошло отключение ТГ действием защит вследствие короткого замыкания в обмотке статора. Короткое замыкание произошло между выводными шинами и кольцом на свободном от крепления участке и последующем повреждением (изломом) изоляции. В соответствии с рекомендациями ПАО «Силловые машины» была произведена замена генератора на аналогичный изготовленный для блока №2 НВА-ЭС-2, а также ряд мероприятий по доработке статора (усиление межфазных зон и изоляционных коробок в «головках» стержней и усиление крепления шин соединительных).

#### Питательный электронасосный агрегат 10LAC10÷50AP001

Насос ПЭА 1840-80 – центробежный, горизонтальный, двух-корпусной с выемной частью «патронного» типа, четырехступенчатый. Концевые уплотнения – механические торцевого типа. Разгрузка ротора от осевых усилий выполнена при помощи барабана разгрузочного, который входит в состав ротора; остаточное усилие воспринимается опорно-упорным подшипником.

Номинальный напор, м <sub>3</sub>	910
Номинальная подача, м <sup>3</sup> /ч	1840
Частота вращения, об/мин	2989
Кoeffициент полезного действия, %	84
Допускаемый кавитационный запас, м	15
Мощность, кВт	4853

Основные проблемы возникшие при проведении ИИ и ПНР на ПЭН 10LAC10÷50AP001:

1. 07.05.2016г. в процессе центровки н/а выявлено отсутствие плавного вращения вала насосного агрегата 10LAC20AP001 (ПЭН-2) («от руки» вращался с повышенным усилием). При визуальном осмотре всасывающего патрубка насосного агрегата 10LAC20AP001 на предмет возможного попадания посторонних предметов на всас насоса выявлено:

- следы затирания на поверхности рабочего колеса и направляющего аппарата;
- следы эрозионного износа рабочей поверхности предвключенного колеса у основания лопаток со стороны выходной кромки.

Причиной затирания между рабочим колесом и направляющим аппаратом является попадание продуктов эрозионного износа предвключенного колеса. Причинами повышенного эрозионного износа предвключенных колес насосного агрегата 10LAC20AP001 явилось применение отливки первой группы (ГОСТом 977-88 не предусмотрены испытания по определению механических свойств металла) для изготовления предвключенного колеса и заниженное значение ударной вязкости материала предвключенного колеса по сравнению с требованиями конструкторской документации. Был выполнен осмотр всех предвключенных колес остальных ПЭН. Все предвключенные колеса имели следы



**Рис. 8.** Фото предвключенного колеса ПЭНа 10LAC20AP001

эрозионного износа и были заменены на аналогичные из ЗИП НВАЭС-2, ЛАЭС-2.

2. При выполнении ИИ н/а 10ЛАС10÷50АР001 наблюдался высокий уровень вибрации на подшипниках электродвигателей (до 6,9 мм/с при норме 4,5 мм/с) и насосов (до 9,8 мм/с при норме 7,1 мм/с). Причиной повышенной вибрации является неравномерное прилегание опорных поверхностей двигателя, при натяжке которых происходит рост вибрации на частоте 100Гц и передача ее по фундаменту на подшипники насоса. Максимальный уровень вибрации на фундаменте в вертикальном направлении от 5,2 до 7,0 мм/с. Высокий уровень вибрации на подшипниках насоса объясняется наличием резонанса системы «насос-станина-фундамент» на частоте 100 Гц в поперечном направлении.

Для снижения высокого уровня вибрации на подшипниках насосных агрегатов 10ЛАС10÷50АР001 на всех насосах выполнены следующие мероприятия, которые дали положительный результат:

- подгонка прилегания опорных поверхностей электродвигателя;
- заливка бетоном пилонов насосов по рекомендации завода-изготовителя;
- произведено ужесточение полумуфт насосных агрегатов.
- установлены эластомерные виброизолирующие прокладки под опорными поверхностями э/двигателя;

### **Циркуляционные насосные агрегаты 10РАС01÷04АР001 с насосами типа 160 ДПВ10-28**

Насос 160 ДПВ 10-28 предназначен для перекачивания основной охлаждающей воды в оборотной системе технического водоснабжения энергоблока АЭС с испарительной градирней на естественной тяге.

Напор, м <sub>з</sub>	26÷30
Подача, м <sup>3</sup> /ч	30600÷36216
Тип насоса	диагональный
Тип рабочего колеса	поворотный
Частота вращения, об/мин	375
Условный диаметр напорного патрубка, см	160

При проведении индивидуальных испытаний н/а 10РАС01÷04АР001 с насосами типа 160ДПВ10-28 была зафиксирована повышенная вибрация 3-го, 4-го подшипников. При выполнении ревизии н/а были выявлены и активированы несоответствия/дефекты по лопаткам рабочих колес, МРЛ, по 3-му и 4-му подшипникам, уплотнению вала

Для обеспечения работоспособности циркуляционных насосов на этапах Б, В, Г выполнено следующее:

- Узлы 4-го подшипника на насосах 10РАС01÷04АР001 доработаны с использованием подшипникового узла с графито-фторопластовыми вкладышами;
- На всех лопастях всех циркуляционных насосов проведен контроль в соответствии с рабочей программой согласованной с АО НПО «ЦНИИТМАШ»;
- Выполнен ремонт лопастей с применением сварки по технологии, согласованной с АО НПО «ЦНИИТМАШ»;
- Выполнено упрочнение и снятие напряжений после сварки методом поверхностной ультразвуковой ударной обработки по технологии ООО «НСУЦ «ЦМиР»;

- Исключены все элементы гидросистемы МРЛ (механизма разворота лопастей). Вместо гидроцилиндров установлена конструкция типа «ТАЛРЕП», обеспечивающая механическую фиксацию угла поворота лопастей и возможную регулировку на остановленном и разобранном насосе. Установлен угол разворота лопастей на рабочих колесах н/а в диапазоне «-8°÷9°»;
- На насосах 10РАС01÷04АР001 выполнена доработка подшипника №3 с применением резино-металлического вкладыша;
- Выполнена доработка торцевых уплотнений на насосах 10РАС01÷04АР001;
- На рабочее колесо н/а 10РАС03АР001 установлены 6 новых лопастей взамен дефектных.

Данные меры позволили снизить вибрацию 3-го, 4-го подшипников и повысить длительность работы насосных агрегатов 10РАС01÷04АР001, но полностью не решили всех проблем. В следствии чего принято Решение №НВО АЭС-2 1Р-332К(3.9)-2016 о допуске к временной эксплуатации н/а 10РАС01÷04АР001 с насосами типа 160ДПВ10-28 на этапах В «Энергетический пуск» и Г «Опытно-промышленная эксплуатация» блока №1 НВАЭС-2. В 2017 году при производстве ППР на блоке №1 НВАЭС-2 была выполнена замена насосов типа 160ДПВ10-28 на насосы типа МРСe1600 с преротационным регулированием расхода фирмы GANZ. . Выполненные индивидуальные испытания и ПНР подтвердили работоспособность данных насосных агрегатов и соответствие технологических параметров работы проектным требованиям.

### **Затворы комбинированные 10РАВ05÷08АА601**

Затворы комбинированные 10РАВ05÷08АА601 выполняют функции обратного клапана и запорного органа с гидроприводом и предназначены для использования в одноподъемной оборотной системе основной охлаждающей воды с испарительной градирней на естественной тяге для обеспечения вывода циркуляционного насоса в ремонт без отключения остальных циркуляционных насосов.

В результате работы затворов комбинированных были выявлены следующие несоответствия:

- неплотное закрытие затворов в результате деформации внутренних поверхностей корпусов без рабочих параметров среды;
- неплотное закрытие затворов в результате деформации внутренних поверхностей корпусов при рабочих параметрах среды.

Многочисленные попытки завода-изготовителя ЗАО НПО «Импульс» устранить несоответствия путём выполнения мероприятий по доработке конструкции (усилению жесткости конструкции корпуса и запорного органа) всех четырёх затворов к положительным результатам не привели. После выполнения мероприятий по устранению несоответствий и последующих повторных испытаний, несоответствия возникали снова.

Выполнена замена затворов комбинированных производства ЗАО НПО «Импульс» на затворы комбинированные типа V3-06V фирмы MIV (Хорватия). 26.08.2016 выполнено их опробование в реальных условиях. В результате проверки было установлено: поступление воды в корпус циркуляционного насоса через напорный патрубок отсутствует, что свидетельствует о достаточной плотности запорного органа.



## Башенная испарительная градирня (10URA)

Высота градирни	170,83
Отметка низа пояса оболочки	+10,70
Внешний диаметр башни на отметке +171,00, м	75,30
Внешний диаметр башни на отметке +109,86, м	72,00
Внешний диаметр башни на отметке +10,70, м	129,08
Отметка установки разбрызгивающих форсунок, м	+14,40
Тепловая нагрузка, МВт	2032
Номинальный массовый расход охлаждаемой воды, т/ч	146801
Температурный перепад, °С	11,9

Водоохлаждающее устройство градирни конструктивно состоит из сборного железобетонного каркаса, оросителя, системы водораспределения, каплеуловителя, мостков, лестниц, противопожарных и ветровых перегородок.

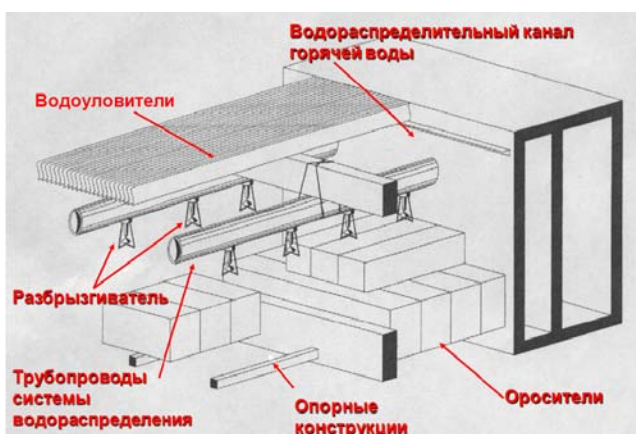


Рис. 9. Эскиз фрагмента системы водораспределения градирни

Комплексное опробование башенной градирни (10URA) проводилось 26.10.2016г. в дневное время суток с 11<sup>00</sup> до 17<sup>00</sup> в соответствии с «Программой и методикой приемочных испытаний башенной градирни (10URA)».

В результате комплексного опробования башенной градирни (10URA) достигнуты принятые программой испытаний критерии успешности. Температурный перепад охлаждающей воды на градирне  $\Delta t$  (°C) составил 13,9°C. Фактическая температура охлажденной воды на выходе из градирни составляет 19,5°C и отличается на 0,2°C от расчетного ее значения равного 19,7°C, определенного по проектной номограмме.

### Выводы

Выявленные в процессе ввода блока в эксплуатацию несоответствия в работе основного и вспомогательного оборудования маззала устранялись совместными усилиями персонала НВАЭС-2, Атомтехэнерго, Атомэнергопроект, ПАО «Силовые машины» и других организаций. Благодаря своевременной разработке мероприятий направленных на доработку и модернизацию оборудования удалось минимизировать временные затраты на устранение нарушений и восстановление работоспособности. Комплекс проведенных пусконаладочных работ на технологических системах турбинного отделения, а также ряд динамических испытаний блока подтвердили надежность работы основного и вспомо-

гательного оборудования турбинного отделения во всех режимах работы энергоблока. Учет, обработка и использование опыта ввода в эксплуатацию энергоблока №1 НВАЭС-2 позволит избежать повторения нарушений и отклонений в работе АЭС, а также повысить качество, безопасность и эффективность выполнения ПНР на энергоблоках поколения 3+.

### Список литературы

1. NW2O.E.202.&.0UMA&&.MA&&&.021.EA.0001 Турбина паровая К-1200-6,8/50 Руководство по эксплуатации 9730001РЭ 0802.
2. NW2O.E.202.&.0UMA&&.MA&&&.021.RG.0001. Турбина паровая К-1200-6,8/50.Расчетно-справочные данные 9730001 РР 0201.
3. Турбина паровая К-1200-6,8/50. Система регулирования. Техническое описание и инструкция по эксплуатации 9730001 РЭ 0101.
4. 2006.E.202.&.0UMA&&.MKA&&.030.KC.0001 (0БС.461.137.РЭ) «Турбогенератор типа ТЗВ-1200-2АУ3». Руководство по эксплуатации.
5. Клапан быстродействующей редукционной установки (БРУ-К 6,8/0,6 600) 1492941СБ.
6. Затворы комбинированные ЗК 2200.06 Руководство по эксплуатации.
7. Отчете о расследовании отклонения в работе АС 6НВО-Ц31-008-04-16/ТЦ-6 02.06.2016 «Неисправность комбинированного затвора 10РАВ07АА601, обусловленная пропуском рабочей среды (вода) при закрытом затворе, выявленная при проведении ПНР»
8. Отчете о расследовании нарушения на АС №1НВО2-П06-12-11-16 от 09.12.2016 «Срабатывание аварийной защиты реактора по факту снижения мощности трех из четырех работающих главных циркуляционных насосных агрегатов из-за обесточения секций 10 кВ нормальной эксплуатации в переходном режиме, обусловленном отключением турбогенератора».
9. Отчете о расследовании отклонения в работе АС 6НВО-Ц19-012-05-16/ТЦ-6 01.06.2016 «Неисправность насосного агрегата 10LAC20AP001 (ПЭН-2) обусловленная попаданием продуктов эрозионного износа предвключенного колеса в зазор между рабочим колесом и направляющим аппаратом , выявленная при проведении ПНР»

## ОПЫТ ШВАРТОВНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОТСЕКА И ОБОРУДОВАНИЯ ПЕРЕГРУЗОЧНОГО КОМПЛЕКСА ГОЛОВНОГО ПЛАВУЧЕГО ЭНЕРГОБЛОКА

Алиев Р. Р., Канаков В. Ю.

Балаковский филиал «Балаковоатомтехэнерго»  
АО «Атомтехэнерго»

### Введение

На головном плавучем энергоблоке «Академик Ломоносов» специалистами Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» осуществлялся анализ выполняемых работ в период проведения швартовых испытаний и закрытия швартовых удостоверений специалистами «Балтийский завод – Судо-

строение», а также анализ заводской, проектной, рабочей, эксплуатационной и пусконаладочной документации, проверка качества монтажных работ на системах центрального энергетического отсека и транспортно-технологического оборудования по обращению с ядерным топливом. Кроме этого, специалистами Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго», в соответствии с методиками швартовых испытаний, были выполнены швартовые испытания на системах центрального энергетического отсека с последующим закрытием удостоверений швартовых. После закрытия удостоверений швартовых, в качестве отчетных материалов по проделанным работам, были составлены аннотационные отчеты и акты сдачи-приемки выполненных работ. В процессе работ и после их завершения в проектную документацию были внесены изменения, позволяющие повысить безопасность эксплуатации технологического оборудования.

В докладе описаны:

- краткая характеристика и основные технические данные ПАТЭС проекта 20870.
- информация о приемке судна. Перечень технологических систем центрального энергетического отсека и транспортно-технологического оборудования по обращению с ядерным топливом, закрепленных за Балаковским филиалом «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго».
- участие специалистов Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» в швартовых испытаниях технологических систем ЦЭО и оборудования ПК. Проблемы и несоответствия, выявленные в ходе выполнения пусконаладочных работ.
- отчет по результатам выполненных работ. Рекомендации по оптимизации процесса ввода в эксплуатацию в части взаимодействия между участниками процесса строительства, этапности выполнения работ и проведения испытаний, предотвращению выявленных проблем и несоответствий.

### Краткая характеристика и основные технические данные ПАТЭС проекта 20870

Плавающая атомная тепловая электростанция проекта 20870 относится к атомным станциям малой мощности. В состав ПАТЭС входят:

- плавучий энергоблок (ПЭБ) с двумя реакторными установками (РУ) КЛТ-40С и двумя паротурбинными установками (ПТУ) ТК-35/38-3.4с;
- гидротехнические сооружения, обеспечивающие установку и раскрепление ПЭБ, передачу вырабатываемой электрической и тепловой энергии на берег;
- береговые сооружения, предназначенные для передачи выработанной электрической и тепловой энергии во внешние сети для распределения потребителям.

На береговой площадке ПАТЭС размещаются: закрытое распределительное устройство, которое обеспечивает распределение и передачу потребителям электроэнергии, повышающие и понижающие трансформаторные подстанции, тепловой пункт, предназначенный для подготовки и выдачи потребителям теплофикационной воды, аккумуляторы горячей воды, очистные сооружения и инженерные сети. Береговая площадка оборудуется контрольно-пропускным пунктом для контролируемого прохода на территорию ПАТЭС.

ПЭБ – это гладкопалубное самоходное судно с двумя реакторными установками КЛТ-40С ледокольного типа. Длина судна 144 метра, ширина 30 метров, водоизмещение 21,5 тысячи тонн, установленная электрическая мощность каждого реактора 35 МВт, тепловая мощность 140 гигакалорий (Гкал). Потенциальный срок эксплуатации станции 35-40 лет: 3 цикла по 12 лет, между которыми осуществляется ремонт ПЭБ. В комплекте с опреснительной установкой ПЭБ может использоваться для опреснения морской воды с производительностью до 240 м<sup>3</sup>/сут. Эксплуатировать ПЭБ будет экипаж судна в количестве 70 человек.

На плавучем энергоблоке реализована глубоководная защита, обеспечено оптимальное сочетание пассивных и активных систем безопасности, усилены свойства внутренней самозащитности. Радиационное воздействие на население и окружающую среду при нормальной эксплуатации и любых аварийных ситуациях, включая запроектные, не превышает уровень естественного радиационного фона.

### Основные характеристики плавучего энергоблока

Наименование	Количество
Тип судна	Самоходное стоечное
Класс регистра	КЕ*(2) А2
Основные массогабаритные и эксплуатационные характеристики ПЭБ	
Водоизмещение, тыс. т	21,5
Главные размеры, м:	
длина	144
ширина	30
осадка	5,56
высота борта	10
высота надстройки	около 30 м
Экипаж-вахта, чел.	70
Автономность, суток:	
по ядерному топливу (периоды между перегрузками)	2,5-3 года
по органическому топливу (аварийные режимы, перегон)	30
по запасам пресной воды	20
по запасам провизии	60
Показатели надежности:	
полный назначенный срок службы	35-40 лет
назначенный срок службы до заводского ремонта	10-12 лет
продолжительность ремонта	1 год
периодичность докования	10-12 лет
полный назначенный срок до ремонта основного оборудования	240-300 тыс. ч
Потребные ресурсы для эксплуатации:	
количество безвозвратного забора воды для технического водоснабжения (безвозвратный водозабор), м <sup>3</sup> /год	3650
количество воды для питьевых нужд, м <sup>3</sup> /сут	18
объем канализационных сбросов, м <sup>3</sup> /сут	25
количество электроэнергии на собственные нужды, МВт (эл.)	9,3

В корпусе ПЭБ размещаются реакторные и паротурбинные установки. Здесь же размещены хранилища новых тепловыделяющих сборок (НТВС), отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС), твердых радиоактивных отходов (ТРО) и жидких радиоактивных отходов (ЖРО), электроэнергетическая система (ЭЭС), автоматическая система управления (АСУ) «Лагуна», общесудовые системы и оборудование, а также жилые и служебные помещения.

Комплекующие для реакторных установок ПЭБ изготавливает АО «ОКБМ им. Африкантова» (г. Нижний Новгород), паротурбинные установки поставляет ОАО «Калужский турбинный завод» (г. Калуга), технический и рабочий проект ПЭБ исполняет АО «ЦКБ «Айсберг»» (г. Санкт-Петербург), генеральным проектантом ПАТЭС является АО «Атомэнерго» (г. Санкт-Петербург).

Через каждые 10-12 лет эксплуатации производится заводской ремонт ПЭБ, для чего он буксируется на специализированное предприятие технологического обслуживания атомных судов, располагающих необходимым оборудованием и квалифицированным персоналом. Замещение ПЭБ на ПАТЭС в период его ремонта производится аналогичным энергоблоком. ПЭБ, прошедший заводской ремонт, может быть использован в составе другой ПАТЭС.

Этот энергоисточник нового поколения, созданный на базе российских технологий атомного судостроения, предназначен для круглогодичного энергоснабжения районов Арктики и Дальнего Востока России, а также других изолированных, топливодефицитных районов в России и за рубежом. Мобильность и возможность размещения практически в любой береговой зоне, в том числе, в районах высокой сейсмической активности и в зоне вечной мерзлоты, отсутствие необходимости в развитой инфраструктуре и большом количестве персонала являются важнейшими характеристиками ПАТЭС.

Строительство ПЭБ в заводских условиях позволяет максимально сократить сроки и стоимость сооружения станции, обеспечивая одновременно самые высокие требования к качеству.

Исключаются дорогостоящие строительные работы на месте размещения ПАТЭС. При необходимости, ПЭБ может быть перебазирован с одной площадки на другую.

После истечения срока эксплуатации, энергоблок будет заменен новым, а старый доставят на специализированное технологическое предприятие для утилизации.

Пунктом размещения головной станции выбран г. Певек Камчатского края.

Сооружение головной ПАТЭС позволит решить ряд важных социально-экономических и стратегических задач не только в интересах г. Певек, Камчатского края, но и для всей страны, а именно:

- обеспечение энергобезопасности, стабильного энергоснабжения и снижения зависимости от поставок топлива в г. Певек;
- создание дополнительных рабочих мест для высококвалифицированных специалистов при комплектовании персонала ПАТЭС и обслуживающего персонала станции;
- освоение технологии серийного сооружения мобильных атомных энергоисточников для обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией в труднодоступных и изолированных районах страны;
- обеспечение долговременными заказами предприятий отечественного атомного судостроения и под-

держание научно-производственной кооперации предприятий атомной отрасли.

**Комплекс перегрузочный** для реакторных установок КЛТ-40С предназначен для обеспечения загрузки новых ТВС в активную зону, выгрузки отработавших тепловыделяющих сборок из активной зоны реактора в бак выдержки, перегрузки из бака выдержки в специальные чехлы, размещенные в емкости хранения.

К работам, выполняемым с помощью перегрузочно-го оборудования относятся:

- демонтажно-монтажные работы (съем верхней защиты реактора, отвинчивание гаек крепления нажимного фланца, демонтаж нажимного фланца и крышки реактора, демонтаж БТУ), обеспечивающие доступ к активной зоне;
- работы по выгрузке активной зоны;
- работы по подготовке реактора к загрузке новой активной зоны с проведением физического контроля;
- монтажные работы;
- гидравлические испытания;
- физический пуск.

В состав основного оборудования центрального энергетического отсека входят:

- реактор КЛТ-40С;
- электронасосы КЛТ-40 60/01СП;
- парогенераторы;
- приводы СУЗ;
- компенсаторы давления;
- теплообменники 1-2 контуров;
- гидроаккумуляторы;
- гидроемкости;
- паропроводы;
- арматура локализирующая.

**Реакторная установка КЛТ-40С** блочного типа представляет собой парогенерирующий блок, основными элементами которого являются: реактор, парогенераторы, главные циркуляционные насосы (ГЦН), теплообменники, компенсаторы давления, арматура и трубопроводы различного назначения, в том числе и те, которые образуют основные 1-й, 2-й, 3-й и 4-й контуры РУ.

Реактор КЛТ-40С (ЦПКУ.501243.005) представляет собой водо-водяной реактор корпусного типа, предназначенный для осуществления управляемой ядерной реакции с целью выработки тепловой энергии в составе реакторной установки КЛТ-40С, получаемой в активной зоне в процессе деления ядерного топлива и передаваемой теплоносителю первого контура.

Реактор обеспечивает надежную работу на энергетических режимах в диапазоне от 10 % до 100 % Nном при принудительной циркуляции теплоносителя первого контура и расхолаживание при принудительной и естественной циркуляции теплоносителя первого контура.

Реактор и связанные с ним оборудование и системы первого контура выполняют следующие функции:

- обеспечение поддержания управляемой цепной реакции деления ядерного топлива в активной зоне на заданных, в соответствии с проектными режимами, уровнях мощности;
- обеспечение поддержания заданных параметров теплоносителя первого контура (давления и температуры) в соответствии с проектными режимами;
- обеспечение отвода тепла, выделяющегося при работе активной теплоносителем первого контура во всех проектных режимах;
- обеспечение не превышения регламентированного уровня ионизирующего и теплового излучения в реакторном помещении.

**Электронасосы первого контура КЛТ-40 60/01СП** в количестве четырех штук, предназначены для создания циркуляции воды в основном контуре циркуляции РУ КЛТ-40С.

Электронасос должен обеспечивать циркуляцию воды в первом контуре в режимах ввода, нормальной работы и вывода РУ из действия, а также при нарушениях нормальной эксплуатации и авариях. Электронасос должен допускать работу на большой частоте вращения (БЧВ) и малой частоте вращения (МЧВ) в составе четырех, трёх и двух параллельно работающих насосов. Работа одного ЦНПК должна допускаться только на время ввода второго насоса.

**Парогенераторы** в составе четырех штук, предназначены для генерации пара требуемых параметров и для отвода тепла от теплоносителя первого контура в режимах разогрева, и нормального расхолаживания, а также в режимах аварийного расхолаживания.

Тип парогенератора - вертикальный рекуперативный теплообменник со змеевиковой теплопередающей поверхностью из титановых сплавов и принудительной циркуляцией рабочих сред.

### **Информация о приемке судна. Перечень технологических систем центрального энергетического отсека и транспортно-технологического оборудования по обращению с ядерным топливом (закрепленных за БАТЭ)**

Приемка судна производится с целью оценки соответствия его стандартам, техническим условиям (в том числе на комплектующее оборудование), утвержденному техническому проекту и технологической документации, правилам Регистра, требования Международных конвенций, договорной документации и оформления документов, свидетельствующих о годности судна для поставки.

Основание для принятия решения о приемке судна являются положительные результаты приемочных испытаний. К приемно-сдаточным испытаниям допускается судовое оборудование после оформления на него приемной документации построечного периода и проведения предъявительских испытаний с закрытием построечных удостоверений. Приемно-сдаточным испытаниям (швартовным испытаниям) судового оборудования должны предшествовать регулировочно-наладочные работы.

Подготовка судна к испытаниям и все виды работ, необходимые для начала испытаний, должны быть предусмотрены соответствующими комплектами технологических операций, которые полностью обеспечивают подготовку и проведение испытаний. Методики проведения испытаний составляются на основании удостоверений швартового этапа испытаний.

Испытания на швартовом этапе производятся с целью проверки качества монтажа, размещения, комплектности и работоспособности оборудования и определения готовности судна к проведению ходового этапа испытаний. Все виды работ на швартовом этапе производятся в соответствии с удостоверениями, которые включены в журнал удостоверений швартового этапа. Все судовое оборудование, испытания которого предусмотрено программой, до начала его приемки Заказчиком и Регистром, должно подвергаться предъявительским испытаниям.

Предъявительские испытания проводятся для проверки комплектности, качества монтажа и регулировки судового оборудования, соответствия его показателей и характеристик требованиям технического проекта, технологической документации и технических условий, а также для определения готовности оборудования к приемно-сдаточным испытаниям. Предъявительские испытания проводятся в объеме швартового удостоверения по программе и методике соответствующего швартового этапа испытаний. Приемка оборудования на предъявительских испытаниях осуществляется работниками технического контроля Поставщика. Результаты предъявительских испытаний оформляются в таблицах, в соответствии с методикой швартовых испытаний, которые подписывают лица, проводившие испытания. Заключение о приемке по результатам предъявительских испытаний (заключение о готовности к приемно-сдаточным испытаниям) подписывает начальник цеха и начальник испытательной партии.

Принятое работниками технического контроля Поставщика оборудование предъявляется для приемки представителям Регистра и Заказчика в соответствии с согласованным журналом удостоверений швартового этапа.

Запись показателей работы оборудования в процессе проведения работ по методикам УШ производится в рабочие таблицы, рабочие таблицы по окончании

испытаний подписываются лицом, производившим измерения и записи, а также представителем Заказчика. Заказчиком выступает АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция по сооружению и эксплуатации ПАТЭС», исполнителем АО «Балтийский завод».

Специалистами Балаковского филиала «Балаково-атомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» было выполнено закрытие швартовых удостоверений следующих технологических систем:

- Система безотходной технологии (УШ 597, УШ 598);
- Система подпитки и водоподготовки (УШ 608);
- Система снижения аварийного давления в защитной оболочке (УШ 629, УШ-630);
- Система заполнения кессона реактора водой (УШ 631, УШ-632);
- Контур охлаждения ОТВС (УШ 701);
- Система заполнения и подпитки баков выдержки (УШ 702);
- Система газа баков выдержки (УШ 703);
- Система дренажа хранилища ОТВС и ТРО (УШ 708);
- Система воздухоудаления из оборудования блока помещений обращения с ЯТ (УШ 709);
- Система отбора проб блока помещений обращения с ЯТ (УШ 710);
- Система сбора, хранения и выдачи ЖРО блока помещений обращения с ЯТ (УШ 713);
- Система подвода азота к оборудованию блока помещений обращения с ЯТ (УШ 714).

### **Участие специалистов Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» в швартовных испытаниях технологических систем ЦЭО и оборудования ПК. Выявленные в ходе выполнения пусконаладочных работ несоответствия и проблемы**

Специалисты Балаковского филиала «Балаково-атомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» принимали участие

в швартовых испытаниях технологических систем центрального энергетического отсека и перегрузочно-го комплекса головного плавучего энергоблока проекта 20870.

В процессе проведения швартовых испытаний на системах центрального энергетического отсека и перегрузочного комплекса специалисты Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» столкнулись с рядом проблем, касаемо методик швартовых испытаний, разработанных АО «ЦКБ» «Айсберг»:

- в методиках отсутствуют этапы проведения пусконаладочных работ в соответствии с СТО 1.1.1.03.003.0880-2013 и ГОСТ 34603-92. Испытания по методикам швартовых испытаний проводятся по фактическому состоянию системы и смежных с ней систем без описания исходного состояния энергоблока;
- в методиках отсутствуют пункты, определяющие отнесения работ по программе к ядерно-опасным в соответствии с п.4.5 НП-022-17;
- отсутствуют протоколы проведения испытания с указанием конкретных исполнителей и контролирующих лиц в соответствии с п. 4.28 СТО 1.1.1.01.0678-2007. Таблицы результатов испытаний в утвержденном ОТК экземпляре методики подписываются ОТК и Заказчиком после сдачи всей таблицы без указания исполнителей (мастеров) и членов бригады;
- в методиках не указывались нормативные документы, на основании которых они были разработаны, и отсутствуют соответствующие ссылки на них по тексту документа. В результате не представляется возможным оценить корректность указанных критериев успешности проведения испытаний и их объем;
- в методиках не определена ответственность участвующих в испытаниях служб (цехов) за подготовку, проведение и обработку результатов испытаний;
- не соблюдаются пункты методик по техническому состоянию предъявляемых средств, обеспечивающего оборудования и систем. Средства автоматики и дистанционного управления на начало швартовых испытаний не проверены. Перед началом швартовых испытаний не закончены работы по построению удостоверениям. Не соблюдаются границы перехода с этапа монтажа на этап швартовых испытаний.

### **Отчет по результатам выполненных работ. Рекомендации по оптимизации процесса ввода в эксплуатацию в части взаимодействия между участниками процесса строительства, этапности выполнения работ и проведения испытаний, предотвращению выявленных проблем и несоответствий**

По результатам наблюдения за монтажом, опробованием (приемо-сдаточные испытания) транспортно-технологического оборудования по обращению с ядерным топливом, а также по результатам проведения швартовых испытаний по системам центрального энергетического отсека на верфи завода-строителя при подготовке плавучего энергоблока «Академик Ломоносов» к приемке и загрузке ядерного топлива, специалистами Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО

«Атомтехэнерго» был разработан «Аналитический отчет по результатам выполнения работ на технологических системах центрального энергетического отсека и транспортно-технологического оборудования по обращению с ядерным топливом» ОТЧ.АТЭ.205.2429-2017.

Специалистами Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» была проанализирована проектная и нормативная документация по транспортно-технологическому оборудованию по обращению с ядерным топливом (АО «ОКБМ им. Африкантова»), выявлены замечания и несоответствия в ходе монтажа, при проведении испытаний персоналом АО «ОКБМ им. Африкантова» совместно с прошедшим обучение для работы на этом оборудовании персоналом АО «Балтийский завод - Судостроение».

Так же в процессе проведения швартовых испытаний специалистами Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» были выявлены недоработки, недостатки проектной и пусконаладочной документации возникающие в процессе проведения пусконаладочных работ. По выявленным замечаниям и несоответствиям составлялись служебные записки для корректировки документации на разработчика АО «ЦКБ» «Айсберг». После выхода служебной записки и ее согласования с ответственным строителем и представителем заказчика, служебная записка направлялась на рассмотрение в АО «ЦКБ» «Айсберг». После рассмотрения специалистами АО «ЦКБ» «Айсберг» было принято оперативное решение на корректировку пусконаладочной и проектной документации. На основании согласованного и утвержденного РМРС (Российским морским Регистром судоходства) оперативного решения, выполнялась корректировка документации. Специалисты Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» осуществляли тщательный контроль на всех стадиях: от выхода служебной записки и утверждения оперативного решения, до корректировки пусконаладочной и проектной документации.

Рекомендации (предложения) выданные специалистами Балаковского филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго»:

- для своевременного и эффективного выполнения работ по достройке ПЭБ необходимо усилить контроль за ходом строительного-монтажных и пусконаладочных работ с привлечением большего числа членов экипажа;
- необходимо распределить зоны ответственности системы ПЭБ между членами экипажа и выполнять их регулярный обход с записью замечаний. Также требуется рассматривать данные замечания совместно со специалистами Дирекции по сооружению и в случае их утверждения выносить на рассмотрение с Исполнителем (завод-строитель) для достижения своевременного закрытия швартовых удостоверений;
- рекомендуется при согласовании и утверждении проверять пусконаладочную документацию и результаты испытаний оборудования технологических систем на соответствие техническим условиям на оборудование. При проверке результатов испытаний обнаружено, не соответствие критериев успешности швартовых испытаний техническим условиям на оборудование системы;
- для сокращения сроков ввода в эксплуатацию объекта, усилить координацию работ со стороны группы руководства строительством и пуском, между пусконаладочными организациями и подразделениями завода

- для ускорения работ необходимо увеличить численный состав персонала Заказчика, для постоянного контроля при выполнении строительно-монтажных и пусконаладочных работ.
- для эффективного проведения пусконаладочных работ необходимо организовать доступ в унифицированную базу документации – конструкторскую, проектную, заводскую, а также отчетную;
- для сокращения сроков ввода в эксплуатацию объекта необходимо оптимизировать работу группы конструкторов на площадке в части согласования и внесения изменений в проектную и пусконаладочную документацию.

Работы выполненные специалистами Балаковско-го филиала «Балаковоатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» производились в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Полученные новые знания и опыт будут применены на других объектах использования атомной энергии при выполнении наладочных работ и проведении испытаний.

В апреле (мае) 2018 года ПЭБ планируется отбуксировать с территории Балтийского завода в г. Мурманск на базу ремонта и обслуживания атомного ледокольного флота (в док Береговой инфраструктуры ФГУП «Атомфлот») площадку Росатомфлота, где осенью, согласно графика, необходимо выполнить загрузку ядерного топлива в реактор и произвести физический пуск энергоблока. ПАТЭС «Академик Ломоносов», в соответствии с проектом, должна быть введена в эксплуатацию в 2019 году. Ее задачей станет замена мощностей Билибинской АЭС. В соответствии с планами, плавучая атомная электростанция станет главным объектом жизнеобеспечения северного района Чукотки.

### Список литературы

1. ОСТ 5.95057-90 Системы судовые и системы судовых энергетических установок. Типовой технологический процесс изготовления и монтажа трубопроводов.
2. ЦПКУ.501213.010Д13 Установка реакторная КЛТ-40С. Перечень оборудования и систем, необходимых для проведения загрузки активной зоны реактора.
3. Ядерная энергетическая установка плавучего энергоблока проекта 20870. Отчет по обоснованию безопасности.
4. ОТЧ.АТЭ.205.2429-2017 Аналитический отчет по результатам выполнения работ на технологических системах центрального энергетического отсека и транспортно-

## АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА И ОБРАБОТКИ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В ХОДЕ ПНР НА ПЛОЩАДКАХ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

*Кавришвили З.О.*

*Ростовский филиал «Ростоватомтехэнерго»  
АО «Атомтехэнерго», г.Волгодонск*

### Введение

Переход предприятий атомной промышленности на более совершенные стратегии обслуживания оборудования, с традиционной стратегии – по регламенту, диктует необходимость ведения надежного и эффективного технологического процесса. Этот подход также закреплен в ряде руководящих документов [1-5].

Полноценный переход предприятий атомной промышленности на стратегию обслуживания оборудования «по техническому состоянию» и реализации стратегии управления ресурсными характеристиками (УРХ) возможен только в случае наличия у предприятий современной эргономичной информационной базы данных диагностического сопровождения, выполняемого на всех стадиях жизненного цикла АЭС начиная с периода строительно-монтажных работ (СМР) и пусконаладочных работ (ПНР).

### Накопление диагностической информации

Исходным событием для начала успешной реализации подхода обслуживания оборудования по техническому состоянию, а также реализации УРХ – является рациональное структурирование и накопление данных диагностического сопровождения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в ходе ПНР энергоблоков АЭС, вводимых в эксплуатацию.

При этом можно выделить два основных этапа информационного наполнения автоматизированной системы (рис. 1):

1) наполнение первичной диагностической информацией, полученной в ходе заводских приемо-сдаточных испытаний (ПСИ) и СМР – на этом этапе обеспечивается накопление значений диагностических пара-



Рис. 1. Этапы информационного наполнения АССОДП, результаты информационной обработки и потенциальные потребители продукта

метров, которые определяют техническое состояние (ТС) заведомо работоспособного оборудования (этапное состояние);

2) мониторинг за ТС оборудования в процессе ПНР – на этом этапе формируется массив диагностических параметров, анализ характера изменения которых с течением времени позволяет количественно оценивать ресурсные характеристики оборудования и получить объективную картину о прогнозируемых сроках надежной и безопасной эксплуатации технологического оборудования к моменту завершения процесса ввода блока АЭС в эксплуатацию.

### Поддержка комплексной диагностики и обеспечение инструментами диагностического анализа

Одной из задач, решенных в среде АССОДП является информационное сопровождение комплексной диагностики.

Комплексная диагностика подразумевает применение не одного метода неразрушающего контроля функциональной диагностики, а целого набора: вибродиагностика, тепловизионный контроль, контроль подшипниковых узлов в ультразвуковой области, контроль технического состояния по параметрам питающей сети, контроль уровня шума (рис. 2).



Рис. 2. Комплексная диагностика вращающихся механизмов АЭС, примененная на энергоблоке №3, 4 Ростовской АЭС

Применение комплексной диагностики, на опыте ввода в эксплуатацию энергоблока №3 и 4 Ростовской АЭС, позволило вывести техническую диагностику технологического оборудования на совершенно новый уровень и повысить точность диагноза дефектного оборудования, т.к. диагноз ставился на базе методов контроля, дополняющих друг друга (рис. 3).

Реализация в среде АССОДП поддержки инструментов комплексной диагностики (сводный список замеров и справка о результатах комплексного диагностирования с быстрым доступом к диагностическим данным) привело к повышению производительности труда специалистов-диагностов за счет предоставления удобных инструментов анализа диагностической информации (рис. 4).

Также в среде АССОДП реализован ряд дополнительных инструментов, улучшающих эффективность работы диагностического персонала:

- 1) предоставление необходимого набора технических характеристик оборудования;
- 2) обеспечение автоматизированного расчета характерных частот дефектов подшипниковых узлов (рис. 4);
- 3) расчет критериев работоспособности;
- 4) автоматизация протоколирования (рис. 5);
- 5) и т.д.

Кроме числовой и текстовой информации в АССОДП предусмотрено хранение массивов данных (в виде текстовых, аудио- и файлов других форматов) и графической информации (в формате \*.jpg), необходимых для наглядного представления результатов диагностирования и формирования протоколов. В такой форме хранятся: спектральные характеристики, осциллограммы сигналов, термограммы, графики по результатам измерения коэффициента абсорбции, индекса поляризации и оценки состояния ротора и т.д. (рис. 6).

### Количественная оценка ресурсных характеристик оборудования

Оценка технического состояния технологического оборудования (удовлетворительная или неудовлетворительная) в текущий момент времени является недостаточным основанием для принятия решения о:

- 1) корректировке межремонтного интервала (выводе оборудования из ремонта или выдаче рекомендаций о досрочном проведении ремонта);



Рис. 3. Концепция комплексной диагностики

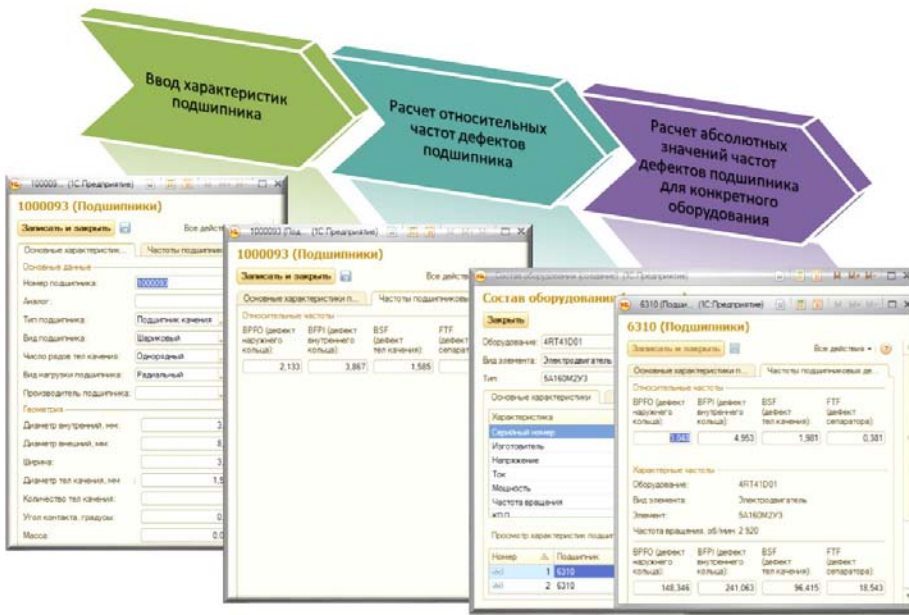


Рис. 4. Автоматизированный расчет характерных дефектов подшипниковых узлов

Вызов модуля формирования протоколов

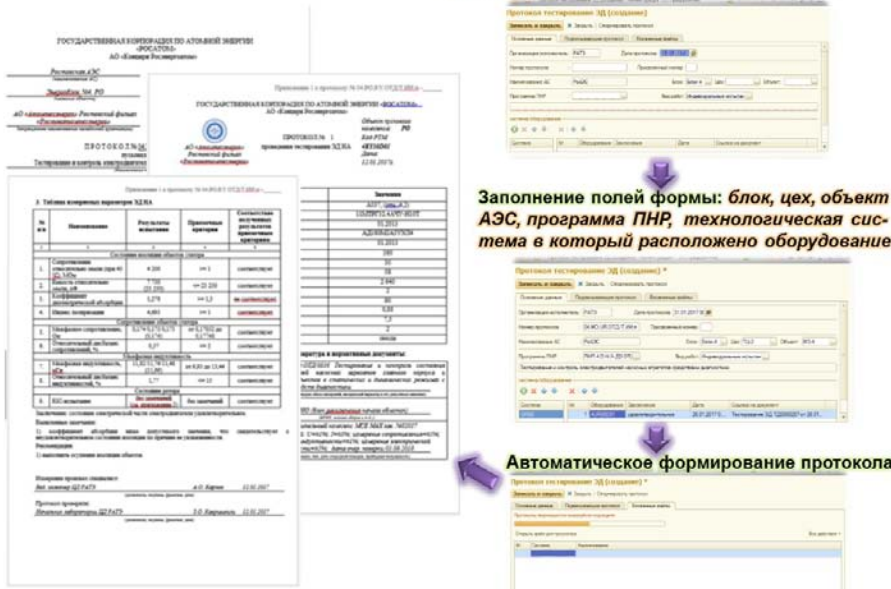


Рис. 5. Автоматизированное формирование диагностических протоколов

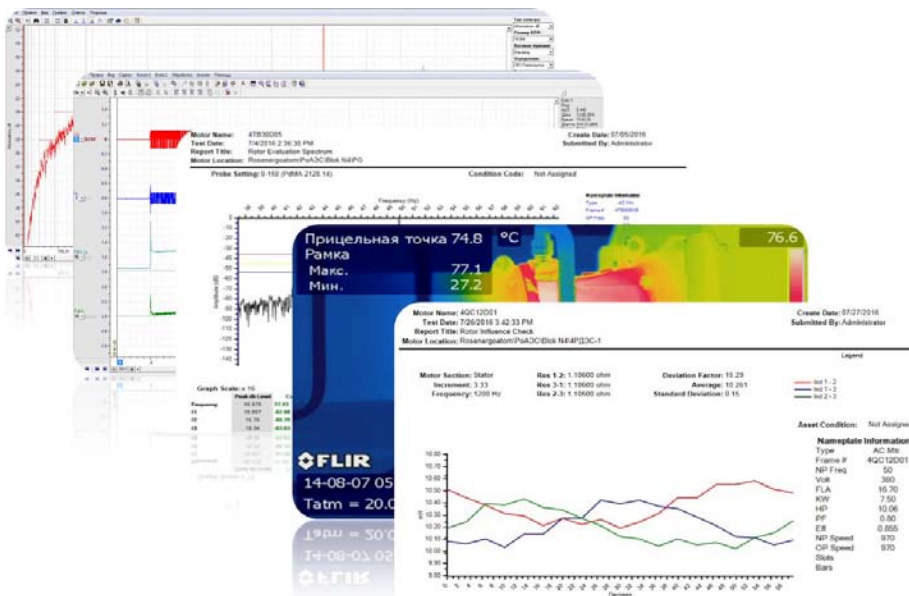


Рис. 6. Хранение в АССОДП данных разного типа



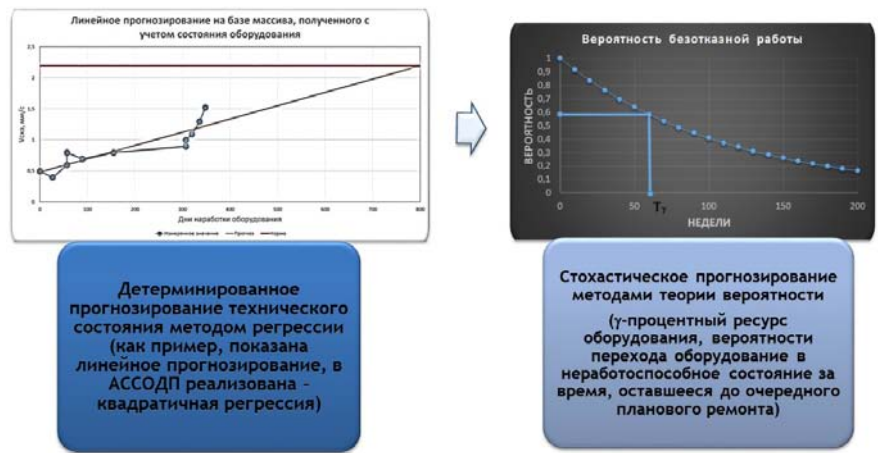


Рис. 7. Реализация принципов прогнозирования технического состояния в среде АССОДП

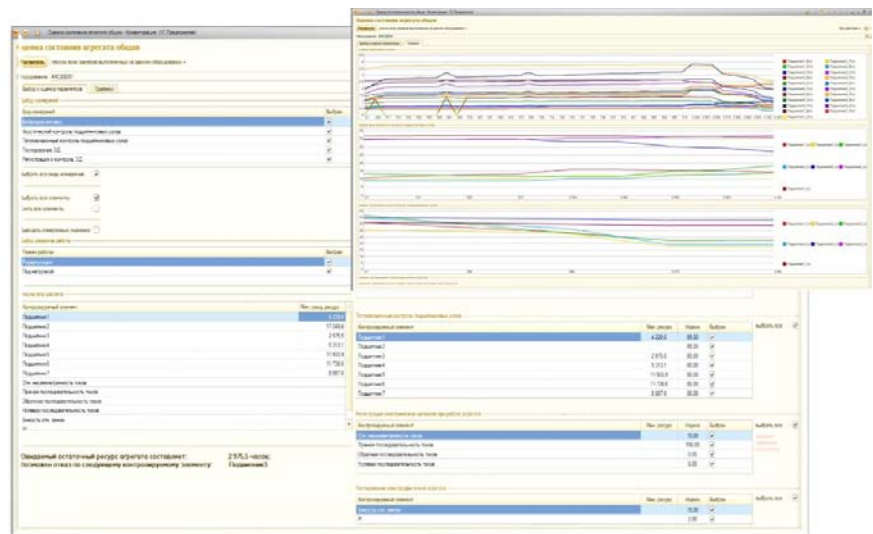


Рис. 8. Интерфейс модуля прогнозирования ресурсных характеристик в АС-СОДП

2) изменении категории ремонта (КР→СР/МР/ТО, МР→СР/КР, МР→ТО и т.д.).

Таким образом, реализация стратегии управления ресурсными характеристиками оборудования (и, как следствие, получения экономического эффекта) не возможна без систем с встроенной поддержкой прогнозирования технического состояния оборудования и количественной оценкой ресурсных характеристик.

В настоящее время силами специалистов «Роствотехэнерго» ведется работа по реализации в АС-СОДП функционального модуля оценки ресурсных характеристик. В настоящее время уже реализован алгоритм формализованного прогнозирования на детерминированного подхода (регрессионное моделирование). Для наглядности на рис. 7 приведена ее простейшая линейная реализация [6].

Реализация интерфейса вывода результатов прогнозирования остаточного ресурса приведены на рис. 8.

В дальнейшем модуль расчета ресурсных характеристик будет дополнен более совершенными методами стохастического прогнозирования, основанными на вероятностных оценках анализируемой выборки значений ресурсных параметров (рис. 7).

## Выводы

1. Информационная система АССОДП является эффективным инструментом в достижении эффективного использования трудовых ресурсов диагностических подразделений. В АССОДП реализованы принципы

системы «5С», позволяющие избавиться от таких потерь как:

- лишние движения, возникающие по причине избыточной обработки данных и многократного ввода идентичной информации;
- брак, возникающий из-за ошибочно введенных данных в процессе ручного формирования диагностических протоколов.

2. База диагностических данных, аккумулированных в среде АССОДП, является информационной основой, без которой невозможно проведение процедуры формальной оценки и прогнозирования остаточного ресурса оборудования, что необходимо для реализации УРХ [4].

## Список литературы

1. РД ЭО 0039-95. Нормативно-методологические требования к управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.
2. РД ЭО 0096-98. Типовое положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.
3. РД ЭО 1.1.2.01.0769-2008. Организация ремонта оборудования атомных станций по техническому состоянию. Основные положения.
4. СТО 1.1.1.01.007.0281-2010. Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций.
5. СТО 1.1.1.01.0069-2013. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций.
6. РД 26.260.004-91. Методические указания прогнозирования остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния при эксплуатации.

# РЕКОМЕНДАЦИИ МАГАТЭ ПО ОЦЕНКЕ ЗАПАСА СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС И ПРОБЛЕМЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ В РФ

Булахтин К.В., Казновский П.С., Касьянов К.Г.,  
Ряский С.И., Щугорев А.В.  
АО «Атомтехэнерго», г. Москва

В соответствии с Руководством № NS-G-2.13 «Оценка сейсмической безопасности существующих ядерных установок» серии норм по безопасности МАГАТЭ [1] анализ сейсмостойкости оборудования АЭС рекомендуется проводить по американской методологии, известной как SMA – Seismic Margin Assessment [2]. Для реализации возможностей оценки сейсмостойкости косвенными методами по методологии SMA в SQUG (Seismic Qualification Utility Group, США) была создана база данных результатов воздействия на оборудование реальных землетрясений на энергетических объектах и данных стендовых испытаний с применением используемых в США особых подходов к испытаниям оборудования на воздействия до появления отказов и построения по результатам испытаний граничных спектров для каждого конкретного типа оборудования.

Всё оборудование согласно SMA группируется по классам и для каждого класса строятся обобщенные спектры стойкости (так называемые спектры GERS – Generic Ruggedness Spectrum). Обобщением GERS спектров в SQUG были определены и спектры GIP – обобщенные граничные спектры сейсмостойкости для всех видов оборудования АЭС. Согласно процедурам GIP [3] огибание спектрами GIP грунтовых и поэтажных спектров ответа на сейсмические воздействия позволяет сделать заключения о сейсмостойкости и определить запасы сейсмостойкости для оборудования, установленного на атомных станциях.

Примеры спектров GERS [4] для некоторых классов оборудования приведены на рисунке 1.

Поскольку в России стендовые испытания до появления отказов не проводились и не проводятся, а проводятся, согласно российским нормативным требованиям только испытания на заданный уровень сейсмических воздействий при аттестации оборудования, базы данных для оборудования, применяемого на АЭС российских проектов, аналогичной базе данных SQUG, не

существует. Соответственно, прямое применение методологии SMA в России является невозможным.

Метод Оценки Запаса Сейсмостойкости (ОЗС-SMA), рекомендуемый к использованию стандартом МАГАТЭ № NSG-2.13 [1], в данном стандарте изложен в виде общих положений американской методологии SMA [2]. АО «Атомтехэнерго» по договору с АО «Концерн Росэнергоатом» с 2014 года по 2016 год занималось разработкой Стандарта организации «Технологии и процедуры оценки запаса сейсмостойкости зданий, сооружений и оборудования АЭС» в целях адаптации к применению в РФ рекомендуемых МАГАТЭ [1] подходов к оценке сейсмостойкости энергоблоков АЭС по американской методологии SMA. В процессе работы над Стандартом был проведен углубленный анализ множества основополагающих и вспомогательных документов по SMA и GIP, разработанных в США, на основании которых был составлен документ МАГАТЭ [1], а также отчета МАГАТЭ «Earthquake Experience and Seismic Qualification by Indirect Methods in Nuclear Installations» TECDOC-1333 [4].

В этом документе сказано:

- Подobie BBЭP оборудования оборудованию, включенному в SQUG базы данных, является наиболее важным краеугольным камнем практического применения GIP-BBЭP процедуры (стр. 31 [4]);
- Главным в определении подобия является сравнение динамических и физических характеристик оборудования, которые влияют на сейсмостойкость оборудования. «Процедура установления подобия оборудования в пределах каждого класса включает следующие сравнения (там же, стр. 32):
  - наиболее вероятные типы неисправностей (основанные на прогнозируемом поведении всех критических элементов);
  - преобладающие резонансные и критические частоты и формы мод;
  - критические значения затухания;
  - наиболее важные физические характеристики оборудования:
  - размер оборудования, масса и положение (вертикальное, горизонтальное, наклонное и т.д.);
  - технология изготовления, качество изготовления, срок эксплуатации и факторы старения;
  - размещение центра тяжести, наличие и размещение консольных/свободнонесущих деталей/частей;
  - исполнение и параметры тяжелых и/или движущихся внутренних частей;

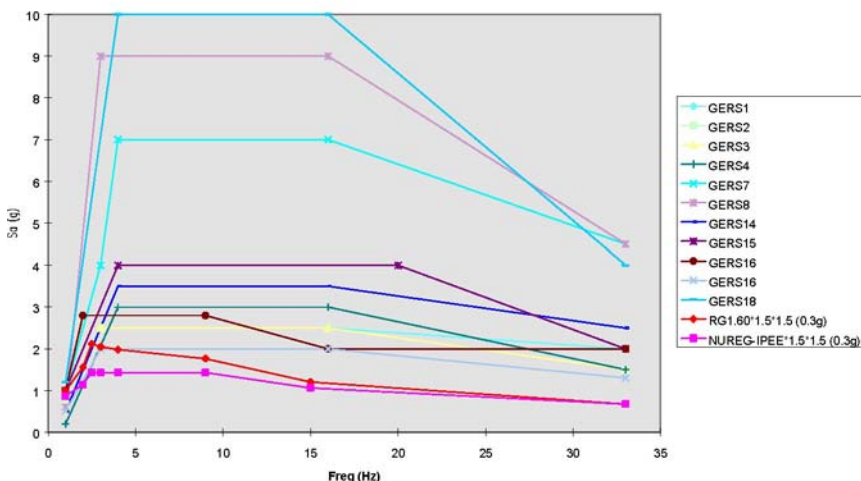


Рис. 1. GIP (5%, 0,3g) и GERS спектры

- исполнение и параметры опор и анкеровки;
- исполнение и параметры присоединенных линий, оснований и других частей и т.д.;
- наличие устройств (механических или электрических), чувствительных к вибрациям и ударам».

Разница только в 1-2 из этих параметров приведет к совершенно по-разному воспринимаемым нагрузкам и откликам оборудования даже при одинаковой интенсивности сейсмического воздействия в силу его резонансного характера, поэтому об установлении подобия по такому обширному перечню параметров не может быть и речи. На рисунке 2 представлен практический пример спектра ответа на сейсмические воздействия, иллюстрирующий, что ускорения на оборудовании в зависимости от его собственных частот и декрементов колебаний могут изменяться более чем на порядок. В практике расчетно-экспериментального обоснования сейсмостойкости на энергоблоках АЭС были многочисленные случаи, когда полностью идентичное оборудование, но по-разному закрепленное или с различной конфигурацией трубопроводной обвязки, оказывалось сейсмостойким для одних единиц и несейсмостойким для других. Речь может идти только о полной идентичности изделий для того, чтобы не проводить анализ сейсмостойкости для тех единиц (таких же точно по всем перечисленным параметрам), для которых анализ сейсмостойкости был уже выполнен ранее, в чем заключается несомненная ценность базы данных SQUG, используемой компаниями из США и других стран, имеющими к ней доступ, для упрощения процедур оценки сейсмостойкости.

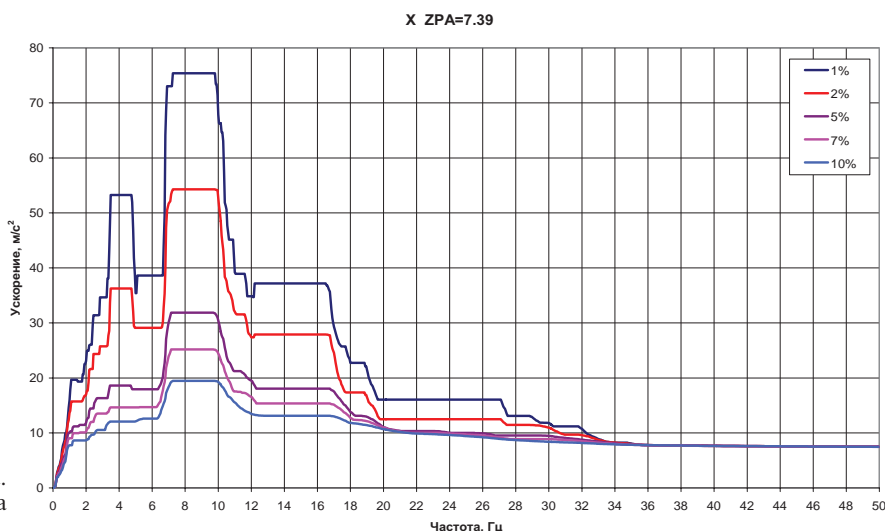
- «Хотя нет ни одного примера идентичного оборудования одного и того же производителя с оборудованием в официальной базе данных SQUG, сравнение важных функций, таких как динамические характеристики, конструкционные материалы, геометрия и др. предполагает, что GIP правила могут распространяться на АЭС за пределами США» (стр. 66 [4]). Сказанное выше доказывает, что этот тезис из документа TECDOC-1333, обосновывающего так называемую методику GIP-ВВЭР, позволяющую использовать американские подходы оценки и обеспечения сейсмостойкости на АЭС с реакторами ВВЭР, является ложным фундаментом, на котором построена вся методика GIP-ВВЭР.

На самом деле в США более чем за 30 лет построена целая система обеспечения сейсмической безопасно-

сти АЭС, основанная как на систематизированной информации о последствиях землетрясений и результатах испытаний оборудования на специальных стендах, так и на постоянно совершенствуемых на основе этой информации технологиях изготовления как самого оборудования, так и специальных средств защиты от сейсмических воздействий, способов монтажа и закрепления оборудования на АЭС. Действительно, 33 эксплуатирующие организации из разных стран мира, которые приняли для себя американские технологии обеспечения сейсмической безопасности АЭС в полном объеме и которые являются полноценными членами SQUG (Seismic Qualification Utility Group), успешно пользуются этими технологиями. Критерии GIP, разработанные на основании базы данных SQUG, такие как таблицы скрининга и граничные спектры, применимы только к оборудованию, включенному в эти базы и закрепленному в соответствии с разработанными в EPRI-SQUG требованиями.

В рекомендациях МАГАТЭ [1] сказано, что «Большинство процедур, разработанных и реализованных на сегодняшний день, определяют два уровня скрининга: пиковые ускорения грунта 0,3g, которые соответствуют спектральному ускорению 0,8g при 5% затухания, и 0,5g, что соответствует спектральному ускорению 1,2g при 5% затухания. Эти уровни скрининга были основаны на первоначальных значениях сейсмической опасности, данных практического опыта землетрясений, общих данных испытаний и результатах анализа сейсмостойкого проектирования и анализа неустойчивости. Национальные нормативные требования и практика могут потребовать применения иных уровней». В этой цитате приведены параметры американских граничных спектров, разработанных SQUG на основе собственной базы данных, которые можно считать обоснованными для оборудования из этой базы. Российские нормативные требования никаких уровней скрининга не устанавливают, а их обоснование невозможно, поскольку в России не имеется базы данных, аналогичной базе данных SQUG. Таким образом, применение американских граничных спектров в российских условиях недопустимо.

Поскольку руководство [1] носит рекомендательный характер, оно не является обязательным к применению в РФ. Тем не менее, некоторые подходы и процедуры, в нем описанные, могут явиться полезным дополнением к применяемым в России. Но только с качественной



**Рис. 2.** Ленинградская АЭС-2. Обстройка. Расширенные огибающие спектры ответа от МРЗ. Отметка + 21,300 м

стороны вопроса. А проводить количественные оценки и выдавать заключения о сейсмостойкости без проведения испытаний и расчетов в соответствии с этим руководством невозможно и недопустимо.

Углубленный анализ американской методологии оценки сейсмостойкости Seismic Margin Assessment (SMA) [2] с методическими процедурами ее выполнения General Implementation Procedure (GIP) [3], защищенными авторским правом, позволяет сделать выводы, что эта методология основана на полностью отличных от принятых в РФ принципах и технологиях:

- оценки уровня проектного землетрясения площадки,
- проектирования энергоблоков АЭС,
- строительства энергоблоков,
- конструирования и испытаний оборудования,
- способов монтажа и раскрепления оборудования на АЭС,
- проведения обследований энергоблоков и определения запаса сейсмостойкости.

Вышеупомянутая база данных оборудования SQUG представляет собой закрытый ресурс. Доступ к этому ресурсу и легальное право использования процедур GIP имеют только 33 эксплуатирующие организации из США, Великобритании, Канады, Бразилии, Франции, Бельгии, Испании, Италии, Швеции и Тайваня.

Для получения возможности легального и обоснованного перехода на американские процедуры определения сейсмостойкости необходимо:

- уполномоченным представителям ГК «Росатом» провести переговоры с разработчиками методологии SMA и процедур GIP в США о возможности приобретения лицензий на использование этих продуктов и получения права доступа к базе данных SQUG;
- в случае положительного результата переговоров приобрести лицензии на право использования SMA и GIP в РФ, а также право доступа к базе данных SQUG;
- осуществить перевод на русский язык основополагающих и вспомогательных документов SMA и GIP (порядка 3000 листов английского текста) и выпустить эту документацию необходимым тиражом для обеспечения предприятий отрасли и профильных ВУЗов;
- организовать в профильных ВУЗах и учебных центрах отрасли курсы обучения методологии SMA для студентов и специалистов отрасли с приглашением для этих целей в первые 2-3 года преподавателей из США (по контракту);
- провести поэлементную оценку подобия оборудования из базы данных SQUG оборудованию, применяемому на российских АЭС, по требуемым процедурой GIP критериям подобия с целью оценки возможности применения для оборудования энергоблоков АЭС, построенных по российским проектам, как самой базы данных SQUG, так и разработанных на ее основе критериев скрининга и граничных спектров;
- произвести ревизию и пересмотр соответствующих нормативных документов как верхнего федерального, так и отраслевого уровня, для приведения их в соответствие с американской нормативной базой;
- создать испытательные центры со специальным оснащением, позволяющим проводить динамиче-

ские испытания до появления отказов оборудования и построения по результатам испытаний для каждого конкретного типа оборудования спектров GERS – Generic Ruggedness Spectrum – обобщенных спектров стойкости;

- произвести в созданных испытательных центрах испытания по определению спектров GERS типопредставителей всей номенклатуры оборудования, применяемого на АЭС российского дизайна, с занесением результатов в базу данных SQUG. Для этих целей необходимо предоставить испытательным центрам необходимое количество единиц оборудования каждого типа, поскольку требуемое доведение нагрузок на оборудование при проведении испытаний до появления отказов может приводить к необратимым дефектам и разрушению испытываемых образцов;
- наладить производство на предприятиях отрасли и смежных отраслей: анкерных болтов, опор, амортизаторов, демпферов, специальных профилей по чертежам и спецификациям американских фирм для обеспечения раскрепления оборудования и систем на энергоблоках АЭС в соответствии с американскими требованиями. Для этого также провести переговоры с соответствующими зарубежными фирмами и приобрести у них лицензии, технологии и необходимое оборудование.

По предварительным экспертным оценкам, для перехода отрасли на применение американских стандартов обеспечения сейсмической безопасности российских АЭС, что, в принципе, считаем возможным, при правильной организации потребуется порядка 8 лет и 1520 миллиардов долларов США.

Сказанное выше показывает реальные сложности, возникающие при реализации некоторых рекомендаций МАГАТЭ, основанных полностью на американских нормах и правилах в атомной энергетике.

Наработанный в СССР и РФ собственный опыт проектирования, строительства АЭС, конструирования, изготовления, монтажа, наладки и эксплуатации оборудования АЭС в России и по российским проектам за рубежом позволяет успешно решать задачи обеспечения безопасности АЭС, опираясь на отечественные нормы и правила.

В соответствии с российскими нормативными требованиями [5, 6, 7] для оценки и обеспечения сейсмостойкости оборудования АЭС на протяжении более 38 лет на АЭС в СССР, РФ и за рубежом применяется расчетно-экспериментальный метод с экспериментальным определением собственных динамических характеристик в натуральных условиях и расчетами по верифицированным расчетным схемам. Благодаря применению современных средств для проведения экспериментов и расчетов работы являются малозатратными и обеспечивают достаточный для сейсмической безопасности АЭС консерватизм оценок. С применением расчетно-экспериментального метода сейсмическая безопасность российских АЭС и АЭС, построенных по российским проектам за рубежом, полностью обеспечивается [8].

Учитывая то, что к настоящему времени в России накоплены данные расчетно-экспериментальной проверки сейсмостойкости в реальных условиях около 14000 единиц смонтированного оборудования энергоблоков АЭС отечественных проектов, использование собственной базы данных делает возможным в соот-

ветствии с рекомендациями МАГАТЭ адаптировать методику оценки запаса сейсмостойкости (SMA) к применению в РФ [9, 10]. Данная работа была завершена в 2016 году в АО «Атомтехэнерго» разработкой Стандарта организации «Технологии и процедуры оценки запаса сейсмостойкости зданий, сооружений и оборудования АЭС».

### Выводы

1. Рассмотрены принципы различных методов оценки и обеспечения сейсмической безопасности энергоблоков АЭС, применяемых в России и за рубежом.

2. Анализ американской методологии оценки сейсмостойкости SMA, рекомендуемой к применению МАГАТЭ, показал, что прямое использование методологии SMA для АЭС, построенных по российским проектам, невозможно, а переход на данную методологию легальными путями практически нереализуем.

3. К любым рекомендациям МАГАТЭ, которые во многом опираются на нормы США в области использования атомной энергии, следует подходить критически. Далеко не всегда целесообразно менять российские нормативные документы в соответствии с этими рекомендациями.

4. Отдельные рекомендации МАГАТЭ и учет мирового опыта являются полезными и позволяют находить обоснованные пути оптимизации российских методологий, что особенно актуально при строительстве энергоблоков АЭС по российским проектам за рубежом на площадках с высокой сейсмичностью (89 баллов по шкале MSK-64).

### Список литературы

1. Оценка сейсмической безопасности существующих ядерных установок. Руководство № NS-G-2.13 // Серия норм по безопасности. МАГАТЭ, Вена, 2014.
2. A Methodology for Assessment of Nuclear Power Plant Seismic Margin (Revision 1) // Palo Alto, California: EPRI NP-6041-SL Revision 1 Project 2722-23 Final Report. August, 1991.
3. Generic Implementation Procedure (GIP) for Seismic Verification of Nuclear Power Plant Equipment, Rev. 3A // SQUG, Office of Standards Development, Washington, DC, 2001.
4. Earthquake Experience and Seismic Qualification by Indirect Methods in Nuclear Installations. TECDOC 1333 // IAEA, Vienna, Austria, 2003.
5. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. НП-031-01 // М., «Вестник Госатомнадзора России», 2001, № 3. с. 64-88.
6. Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии. НП-064-17 // М., ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018.
7. Методика подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности. МТ.1.2.2.04.0069-2012 // ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2012. 50 с.
8. Ананьев А.Н., Казновский П.С., Казновский С.П., Лебедев В.И., Чеченов Х.Д. Сейсмическая безопасность атомных станций // М., Издво МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011. 232 с.
9. Зайкин И.И., Казновский А.П., Казновский П.С., Касьянов К.Г., Рясный С.И., Сааков Э.С., Шугорев А.В. Повышение эффективности расчетно-экспериментальной оценки сейсмостойкости оборудования АЭС с применением базы данных // М., «Атомная энергия», том 118, вып. 3, Москва, 2015. с. 137-141.
10. Емельянова А.Д., Казновский П.С., Касьянов К.Г., Рясный С.И., Сааков Э.С. Сравнительный анализ зарубежных и российских методологий оценки сейсмостойкости оборудования АЭС // М., «Атомная энергия», Том 115, Вып. 6 (декабрь), 2013. с. 309-318.

## ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОРРОЗИННОГО МОНИТОРИНГА В ПРОЦЕССЕ ПУСКА И ОПЫТНО- ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА

*Крицкий В.Г., Мелкумов И.С., Прохоров Н.А.,  
Пинежский С.О., Стяжкин П.С.  
АО «АТОМПРОЕКТ», Санкт-Петербург*

### Введение

Опыт эксплуатации блоков АЭС показал, что на них реализуются индивидуальные сценарии взаимодействия металл-нагрузка-среда. Коррозионное поведение конструкционных материалов в рабочей среде технологических контуров определяет эксплуатационную надежность оборудования и трубопроводов.

В зарубежной практике широко применяются высокотемпературные измерения электрохимического коррозионного потенциала (ЕСР) конструкционных материалов для информационного обеспечения коррозионного мониторинга в режиме реального времени (on-line). Данные измерений электрохимического коррозионного потенциала используются во всех современных аналитических моделях оценки коррозионных повреждений по механизмам эрозивно-коррозионного износа (FAC) и межкристаллитного растрескивания под напряжением (IGSCC). Необходимо проведение коррозионного мониторинга ЯЭУ в течение всего периода её эксплуатации, начиная с предпусковой промывки контуров.

В ходе выполнения монтажных и пусконаладочных работ, проведения опытно-промышленной эксплуатации энергоблока создаётся база данных об исходном коррозионном состоянии контуров. В этот период происходит первичный коррозионный износ оборудования, формируются защитные пленки продуктов коррозии на внутренних поверхностях оборудования. Качество (состояние) этих защитных пленок влияет на надежность последующей эксплуатации элементов оборудования первого и второго контуров.

### Коррозия конструкционных материалов и водно-химический режим

Существенное влияние на надежность физических барьеров безопасности, ресурс оборудования и радиационную обстановку оказывает коррозия конструкционных металлов. Основным требованием является обеспечение низкой скорости общей коррозии для продления ресурса оборудования технологических контуров и снижения концентрации растворенных продуктов коррозии железа в теплоносителе.

Коррозия сталей в водных контурах при разных параметрах ВХР определяется термодинамическим равновесием между оксидной пленкой продуктов коррозии железа и теплоносителем [1]. Формирование пленки продуктов коррозии вызывает изменение скорости процесса окисления конструкционных материалов. На поверхностях оборудования в водной среде технологических контуров происходят процессы преобразования

продуктов коррозии [2]. Окисление атомов основного металла на поверхности контакта с водной средой. До-окисление железа растворенных продуктов коррозии до степени +3 и преобразование в гидроксокомплексы. Формирование на стальных поверхностях защитных оксидных пленок из однородных по размерам наночастиц магнетита – продуктов старения гидроксокомплексов железа в отложениях.

Во вторых контурах энергоблоков с ВВЭР используют конструкционные материалы:

- титановые сплавы (трубчатки конденсаторов паровых турбин);
- хромоникелевые стали аустенитного класса марки 08X18H10T (теплообменные трубы подогревателей и парогенераторов);
- малоуглеродистые перлитные стали (трубопроводы влажно-парового, конденсатно-питательного и питательного трактов).

Хромоникелевые стали аустенитного класса склонны к коррозионному растрескиванию под напряжением в условиях действия растягивающих напряжений и коррозионно-активной среды, содержащей в определенном количестве активаторы и окислители. Основная задача выбора водно-химического режима (ВХР) – обеспечение высокотемпературного значения рН (рН<sub>T</sub>) [3, 4], превышающее примерно на единицу значение рН<sub>T</sub> нейтральной воды для снижения эрозионно-коррозионного износа оборудования и трубопроводов конденсатно-питательного и парового трактов и уменьшения выноса продуктов коррозии в парогенератор. Для АЭС с ВВЭР-1200 выбран аммиачно-этаноламиновый ВХР, обеспечивающий поддержание в питательной воде рН порядка 9,8 (9,7 – 9,9) [5].

В первом контуре ВВЭР применяются циркониевые сплавы и аустенитные хромоникелевые стали типа 08X18H10T. Теплоносителем первого контура АЭС с ВВЭР является водный раствор борной кислоты (H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>). Общая коррозия нержавеющей сталей, составляющая в условиях действующего водородного борно-калиевого ВХР [6], от 0,0001 до 0,001 мм/год, не ограничивает срока службы трубопроводов и оборудования, однако, вынос продуктов коррозии в теплоноситель первого контура и их активация определяют дозовые нагрузки на персонал и, соответственно, влияют на безопасность и надежность эксплуатации оборудования. Растворимость магнетита – основной формы существования продуктов коррозии железа в условиях первого контура ВВЭР – минимальна на входе в реактор и возрастает при повышении температуры в области твэлов. В результате, вероятность осаждения магнетита на твэлах сводится к минимуму при оптимальном рН<sub>T</sub> теплоносителя. Соответственно, активация продуктов коррозии железа вследствие кристаллизации из пересыщенного раствора также минимальна. Отклонение от оптимального рН<sub>T</sub> в кислую или щелочную области нарушают равновесие по растворимости магнетита и существенно влияют на массоперенос железа, никеля и кобальта. Коррозия нержавеющей стали протекает по тем же законам, что и коррозия углеродистой стали, однако наличие легирующих добавок уменьшает скорость коррозии [1].

Коррозия нержавеющей и циркониевого сплавов поддерживается на приемлемом уровне за счет строгого ограничения концентрации примесей в воде и введения щелочи КОН для компенсации кислотных свойств H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>. При прочих равных условиях коррозия металлов

пропорциональна электропроводимости (суммарному содержанию среды). Элементы внутриреакторного оборудования из хромоникелевых сплавов в результате воздействия при эксплуатации температурных и нейтронных полей увеличивают свои геометрические размеры, в результате чего возникают дополнительные растягивающие напряжения, являющиеся, в свою очередь, условиями развития дефектов по механизму межкристаллитного коррозионного растрескивания под напряжением.

При работе реактора на мощности нормы предусматривают поддержание концентрации растворенного в теплоносителе водорода в диапазоне оптимальных концентраций [6]. При концентрациях водорода меньше 2,2 мг/дм<sup>3</sup> возрастает вероятность повышения коррозии циркониевых и нержавеющей сплавов. При концентрациях водорода выше 4,5 мг/дм<sup>3</sup> возрастает вероятность наводороживания циркониевых и нержавеющей сплавов и, соответственно, развития локальных видов коррозии, например, растрескивания последних. Поддержание регламентированного уровня концентрации водорода обеспечивается дозированием в теплоноситель аммиака [6].

### **Средства информационной поддержки управления надежностью и ресурсом оборудования**

Основными средствами управления надежностью и ресурсом оборудования являются: на стадии проектирования – выбор конструкционных материалов, типа ВХР и значений его параметров, систем обеспечения качества выбранного ВХР; в ходе эксплуатации – обслуживание и ремонт оборудования.

Значения прибавок к расчетной толщине, учитывающих коррозионное влияние рабочей среды на материал элементов конструкций из сталей перлитного класса в эксплуатационных условиях, рассчитывают при проектировании по нормированным среднегодовым величинам скоростей коррозии от 0,01 до 0,04 мм/год [7, 8].

Важность выбора конструкционного материала и значений параметров ВХР можно показать на примере из литературы. В температурном интервале (120 < T < 180) °С при параметрах ВХР, характеризующихся значением рН < 9,2 и концентрацией кислорода меньше 5 мкг/кг (ЕСР ≤ 0) скорость коррозии перлитных сталей с содержанием хрома в своем составе меньше 0,2 % и растворимость продуктов коррозии максимальны [1]. Соответственно, при наложении на эти условия гидродинамического фактора протекание ФАС неизбежно [9]. При повышении рН рабочей среды, например до 9,6, можно увеличить срок службы трубопроводов примерно в 2 раза, а при замене конструкционного материала на сталь с содержанием Cr > 0,3 % – в 31 раз [10].

Информационное обеспечение управления надежностью и ресурсом оборудования осуществляют с помощью разных видов и средств эксплуатационного контроля. В соответствии с концепцией «течь перед разрушением» регламентируется выявление техническими средствами контроля возможности возникновения дефектов до достижения ими критических размеров [11, 12]. Вследствие эрозионно-коррозионного износа происходит общее утонение трубопроводов (на некоторых участках и локальное). Под эксплуатационным контролем понимается мониторинг геометрических характеристик стенок элементов трубопроводов

в соответствии с регламентом контроля металла и проведения на основе полученных данных расчетов скоростей коррозии-эрозии [11, 13 - 16]. При достижении толщины стенки элемента трубопровода критического значения, равного ~ трети от проектного или меньше последнего, необходимо проведение восстановительного ремонта [8].

Методика расчета скоростей эрозионно-коррозионного износа (ЭКИ) на основе данных ультразвуковой толщинометрии имеет погрешность, обусловленную рядом факторов [13, 14]:

- отсутствие данных входного контроля толщин стенок;
- положительный технологический допуск на толщину стенки при изготовлении трубопроводов из углеродистой стали варьируется в диапазоне от 10-20 %;
- с помощью электромагнитно-акустических толщиномеров фиксируется совместная толщина неповрежденного металла и плотных влажных отложений продуктов коррозии;

Кроме того, в данной методике расчета не в полной мере учитывается влияние качества ВХР, хотя важность химических факторов весьма велика.

Наиболее вероятными коррозионными повреждениями теплообменных труб парогенераторов, изготовленных из аустенитной нержавеющей стали 08X18H10T могут быть: зарождение в переходные периоды под слоем отложений дефектов в виде питтингов с последующим развитием последних по механизму коррозионно-го растрескивания под напряжением (КРН) [17, 18].

Фактически, управление надежностью и ресурсом оборудования технологических контуров атомных станций сводится к минимизации процессов коррозии внутриконтурного оборудования и массопереноса продуктов коррозии железа по контуру. Химический контроль при эксплуатации, в том числе и автоматизированный, выполняют функции информационного обеспечения управления водно-химическим режимом и, соответственно, надежностью и ресурсом [5, 6, 16].

В настоящее время наиболее распространенными инструментальными методами контроля целостности оборудования технологических контуров являются токовихревая и ультразвуковые дефектоскопии [11, 14, 15, 19, 20]. Упомянутые дефектоскопии не являются оперативными методами, поскольку проводить их можно только в периоды остановов на ремонт. При этом в течение одного ремонта может быть проверена только часть оборудования из-за значительной трудоёмкости

такого вида контроля: подготовки, проведения, обработки и интерпретации полученной информации.

Традиционная система химического контроля имеет ряд недостатков. Концентрация продуктов коррозии определяется в пробах питательной воды в лабораторных условиях не чаще одного раза в неделю, в других точках — еще реже или отбор проб вовсе отсутствует. Показатели - концентрация кислорода, удельная электрическая проводимость, в том числе и Н-катионированной пробы, а также значения pH измеряются при комнатной температуре и по отношению к контролю коррозионных процессов, протекающих при других температурах, являются косвенными.

Вследствие указанных причин в практике эксплуатации в настоящее время отсутствует штатный оперативный контроль скоростей развития дефектов по наиболее вероятным механизмам коррозии (общая, растрескивание под напряжением, эрозионный износ), основанный на прямом мониторинге теплоносителя при рабочих параметрах.

В последние годы в большинстве развитых стран для контроля коррозионной агрессивности теплоносителя активно исследуют и развивают электрохимические методы. К электрохимическим методам анализа рабочей, среды прямо отражающих коррозионное состояние конструкционных материалов, относятся измерения равновесных электродных потенциалов (ЕСР) и поляризационного сопротивления (Rp). Эти показатели интегрально отражают состояние металла при различных режимах эксплуатации, влияние параметров среды (температура, давление) и состава среды (содержание органических и неорганических примесей, соотношение окислителей и восстановителей), действие механических напряжений (статических и динамических) [21-25]. Например, в первом контуре PWR для трубочки парогенератора критическое значение потенциала -390 мВ (см. рис. 1), что связано со свойствами применяемого в парогенераторе этого энергоблока высоконикелевого сплава [26].

Этому значению потенциала, в зависимости от коэффициента интенсивности напряжений, соответствуют скорости растрескивания  $(3-60) \times 10^{-3}$  мм/год. По величине ЕСР углеродистой стали можно контролировать интенсивность эрозионного износа и процесс пассивации конденсатно-питательного тракта энергоблока PWR (см.рис. 2) [23]. Данные контроля ЕСР используются во всех современных аналитических моделях оценки коррозионных повреждений, в том числе и по

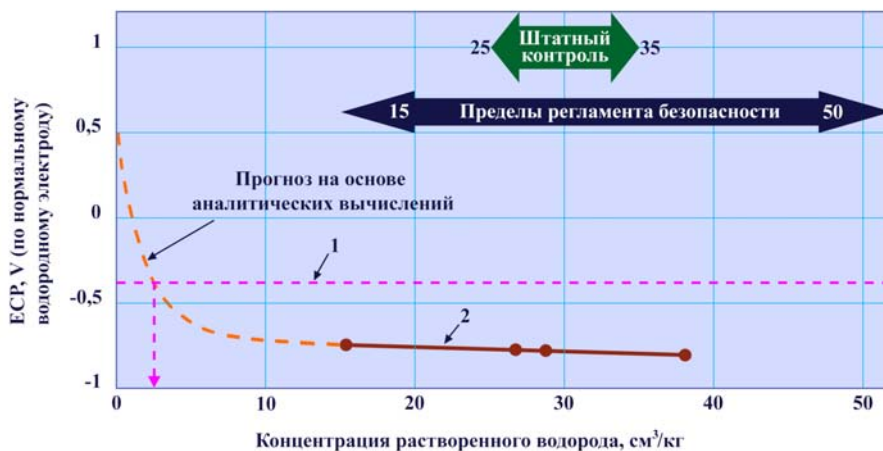


Рис. 1. Результаты измерения потенциала электрохимической коррозии в реакторе блока № 2 АЭС Tsuruga [26] в зависимости от ВХР: 1 — уровень потенциала электрохимической коррозии, выше которого в среде первого контура реактора PWR возникает коррозионное растрескивание под напряжением; 2 — реальные замеры потенциала, электрохимической коррозии на блоке № 2 АЭС Tsuruga (305°C).

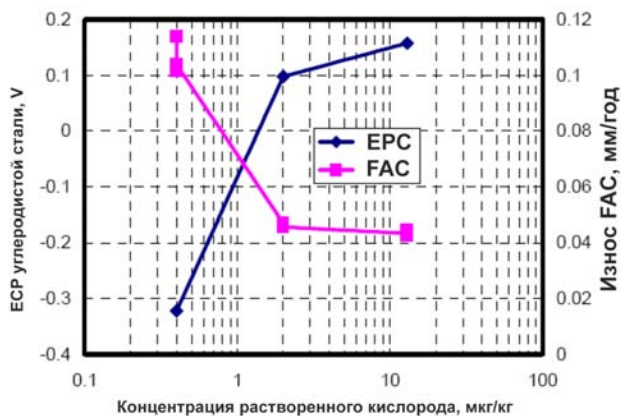


Рис. 2. Влияние дозирования кислорода в КПП энергоблока РWR Tsuruga-2 на величину ECP (В, по нормальному водородному электроду) углеродистой стали ( $\tau=500$  час,  $180^\circ\text{C}$ ,  $pH=9,2$ , исходная концентрация гидразина  $100$  мкг/кг) [23].

механизму эрозионно-коррозионного износа (FAC) [23, 24].

АО «АТОМПРОЕКТ» разработал комплекс технических средств (KTC-1) и испытал на атомных станциях с РБМК-1000 способ контроля ECP (рабочий электрод – 08X18H10T, вспомогательный – сплав циркония). Электрохимический потенциал стали 08X18H10T и электропроводность среды однозначно соответствуют типу и интенсивности коррозионного процесса, зависящего от параметров ВХР.

Расчетные значения прироста дефектов по измеренным значениям ECP близки средним арифметическим значениям данных УЗК для соответствующих станций (см. рис. 3), что свидетельствует о корректности применения данных коррозионного мониторинга для прогнозных расчетов.

Датчик поляризационного сопротивления работает при давлениях до  $10$  МПа и температурах до  $200^\circ\text{C}$  и позволяет определять, при корректной калибровке, величину скорости коррозии различных сталей (конструкционных материалов различных контуров энергоблоков) от  $0.001$  мм/год при  $\kappa_{25} = 0.1$  мкСм/см до  $3,0$  мм/год при  $\kappa_{25} > 0.3$  мкСм/см [22, 27].

На рис. 4 показаны результаты измерений концентрации кислорода и поляризационного сопротивления. В данном случае скорость коррозии конструкционного материала, углеродистой стали марки К22, пропорциональна концентрации кислорода. Изменение зависимостей концентрации  $O_2$  и  $1/R_p$  от времени симбатны,

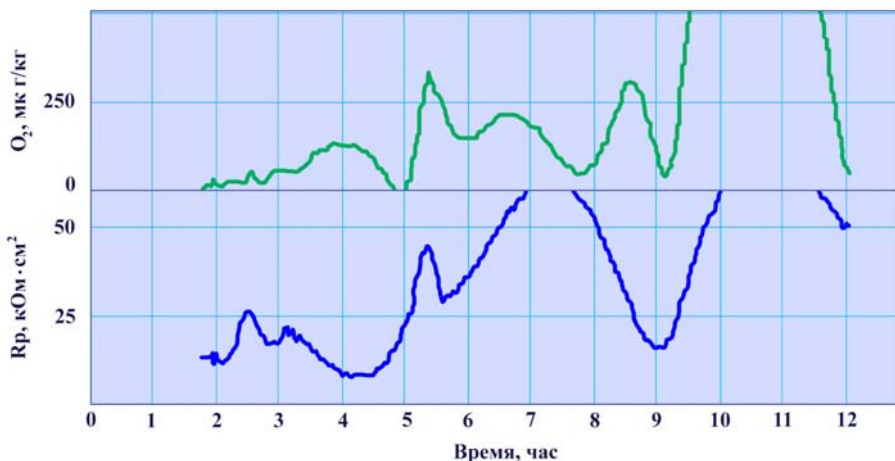


Рис. 4. Показания датчика коррозии ( $R_p$ ) и данные химического контроля в КПП ТЭЦ-15 Ленэнерго

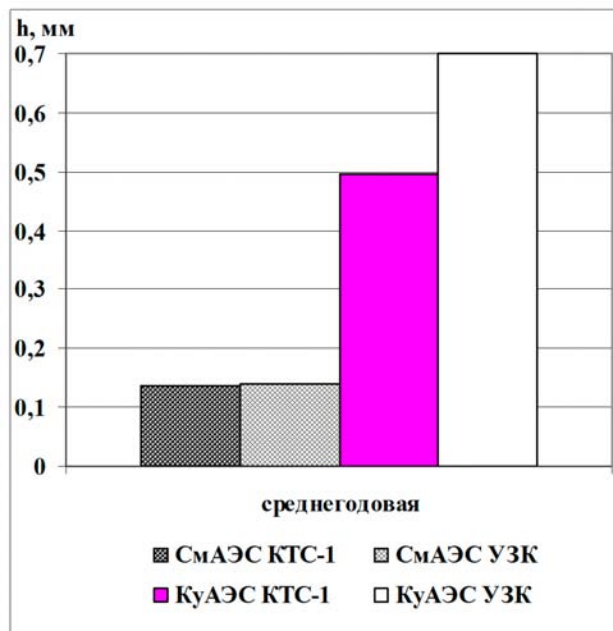


Рис. 3. Диаграмма сравнения расчетных величин подраста трещин в среднем за год по данным измерений ECP с результатами штатного ультразвукового контроля (УЗК).

что свидетельствует об адекватности связи  $R_p$  со скоростью коррозии стали в данном случае.

Важным достоинством измерения ECP и  $R_p$  являются возможность контроля теплоносителя без предварительной пробоподготовки при рабочих температуре и давлении, с установкой датчиков в непосредственной близости от пробоотборов или на байпасах основных потоков. Результаты контроля ECP воспроизводимы и поддаются градуированию в системе стандартного водородного электрода.

### Обсуждение результатов

В практике эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР при выборе и обосновании водно-химических режимов контуров и концентраций корректирующих реагентов, при составлении программы управления ресурсом оборудования ранее не использовались показатели, интегрально отражающие состояние металла при различных режимах эксплуатации.

Целесообразность совместного проведения непрерывного коррозионного мониторинга и диагностики интегральных параметров, электрохимического корро-



зионного потенциала и поляризационного сопротивления, в рамках систем АХК контуров атомных станций обоснована, прежде всего, увеличением безопасности эксплуатации вследствие контроля в режиме реального времени и прогнозирования развития процессов коррозии различного типа, включая локальные.

Разработанные АО «АТОМПРОЕКТ» системы измерения ЕСР и Rp, включены в состав проектов энергоблоков с РУ БРЕСТ-ОД-300 и ВВЭР-1200 для АЭС «Ханхикиви» [21, 28]. Инженерное оформление обеспечения подготовки и транспортирования проб технологических сред к ячейкам измерения электрохимических параметров ЕСР и Rp и к образцам-свидетелям защищены патентами [25, 27].

На стадиях монтажа и подготовки энергоблоков к пуску, во время опытно-промышленной эксплуатации наблюдаются максимальные скорости коррозии сталей из-за проведения механических и химико-технологических операций по послемонтажной обработке внутриконтурных поверхностей, удалению монтажных загрязнений. В этот период происходит первичный коррозионный износ оборудования, формируются защитные пленки продуктов коррозии на внутренних поверхностях оборудования. Качество (состояние) этих защитных пленок влияет на надежность последующей эксплуатации элементов оборудования первого и второго контуров. Предполагается при этом, что защитные оксидные пленки образуются самопроизвольно. Учитывая, что в период опытно-промышленной эксплуатации переходные режимы с изменением термодинамических и гидродинамических параметров в технологических контурах энергоблока реализуются чаще, чем при нормальной работе, целесообразно в ходе послемонтажных отмывок провести направленное оксидирование внутриконтурных поверхностей с помощью известных технологий [2, 29]. Заранее образованная защитная пленка снизит коррозионный износ оборудования в ходе опытно-промышленной эксплуатации. Оптимизировать процедуры отмывки, направленного оксидирования применение ингибиторов коррозии при эксплуатации по времени и расходу реагентов поможет использование системы коррозионного мониторинга измерения ЕСР и Rp.

В ходе выполнения монтажных и пусконаладочных работ, проведения опытно-промышленной эксплуатации энергоблока создаётся база данных об исходном коррозионном состоянии контуров (геометрические характеристики образцов-свидетелей, исходные значения толщин стенок оборудования в предполагаемых точках контроля).

В ходе подготовки к пуску и при проведении опытно-промышленной эксплуатации энергоблока необходимо контролировать значения показателей ЕСР, Rp и данных АХК. Средства управления ресурсом оборудования должны быть приведены в работоспособное состояние. Контроль состояния элементов оборудования осуществляется с помощью проектных диагностических систем в режиме реального времени и с помощью периодического контроля металла (ультразвуковая толщинометрия, радиография).

Детальный анализ результатов мониторинга коррозии выполняется для каждой системы и трубопровода в рабочих условиях с использованием принятой прогнозной методики. Цель анализа предсказать скорость развития возможных дефектов по наиболее вероятному механизму деградации и определить оставшийся срок

службы для каждого элемента оборудования, в том числе непроверенных по причине недоступности по расположению.

После проведения опытно-промышленной эксплуатации осуществляются измерения толщины стенок с помощью ультразвуковых датчиков. Результаты измерений износа используются для валидации проектных кодов, разработанных для прогнозных расчетов.

Анализ опыта эксплуатации энергоблоков – аналогов и атомной энергетики в целом, данных оперативного и периодического контроля, результатов восстановления и замены элементов применяется для корректировки баз данных: конфигурации проточных частей элементов трубопроводов и арматуры; идентификационных карт трубопроводов; картограмм повреждаемости элементов трубопроводов; типовых элементов и элементов группы риска интенсивного утонения (ЭЛГРИС).

На рис. 5 приведен упрощенный образец алгоритма, в виде блок-схемы, управления ресурсом элементов оборудования второго контура энергоблока ВВЭР-1200 при пуске, опытно-промышленной эксплуатации и работе в нормальном режиме.

## Выводы

1. Для повышения безопасности работы энергоблоков атомных станций, включая предпусковые операции и опытно-промышленную эксплуатацию, целесообразно совместное проведение непрерывного коррозионного мониторинга и диагностики интегральных параметров, электрохимического коррозионного потенциала и поляризационного сопротивления, в рамках систем АХК водных сред технологических контуров в режиме реального времени и прогнозирования развития процессов коррозии различного типа, включая локальные.

2. Для снижения коррозионного износа оборудования в ходе опытно-промышленной эксплуатации целесообразно в ходе послемонтажных отмывок провести направленное оксидирование внутриконтурных поверхностей с помощью известных технологий.

3. Инженерное оформление обеспечения подготовки и транспортирования проб технологических сред к ячейкам измерения электрохимических параметров электрохимического коррозионного потенциала и поляризационного сопротивления и к образцам-свидетелям защищены патентами.

## Список литературы

1. В.Г. Крицкий Проблемы коррозии и водно-химических режимов АС. С.-Пб, СИНТО, 1996, с. 264.

2. Л.Н. Москвин, А.А. Ефимов, О.Ю. Пыхтеев, Б.А. Гусев. Химические проблемы атомной энергетики. Том 3. Химические технологии продления ресурса и повышения радиационной безопасности ЯЭУ. Коррозионные процессы в контурах ЯЭУ. / Под ред. Л.Н. Москвина. - : Изд-во «ВВМ», СПб, 2016 г. - 240 с.

3. IAEA-TECDOC-1668. Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators, Update 2011. International Atomic Energy Agency, Vienna (2011).

4. В.Ф. Тяпков, Ерпылева, С.Ф. Быкова В.В., А.И. Богданов. Опыт эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 при коррекционной обработке рабочей среды второго контура органическими аминами. 8-я международная научно-техническая конференция «Водно-химический режим АЭС», 23-25 октября 2012 г. М., РФ.

5. СТО 1.1.1.03.004.0979-2014 «Водно-химический режим второго контура при вводе энергоблока атомной электростанции проекта АЭС-2006 в эксплуатацию. Нормы качества рабо-

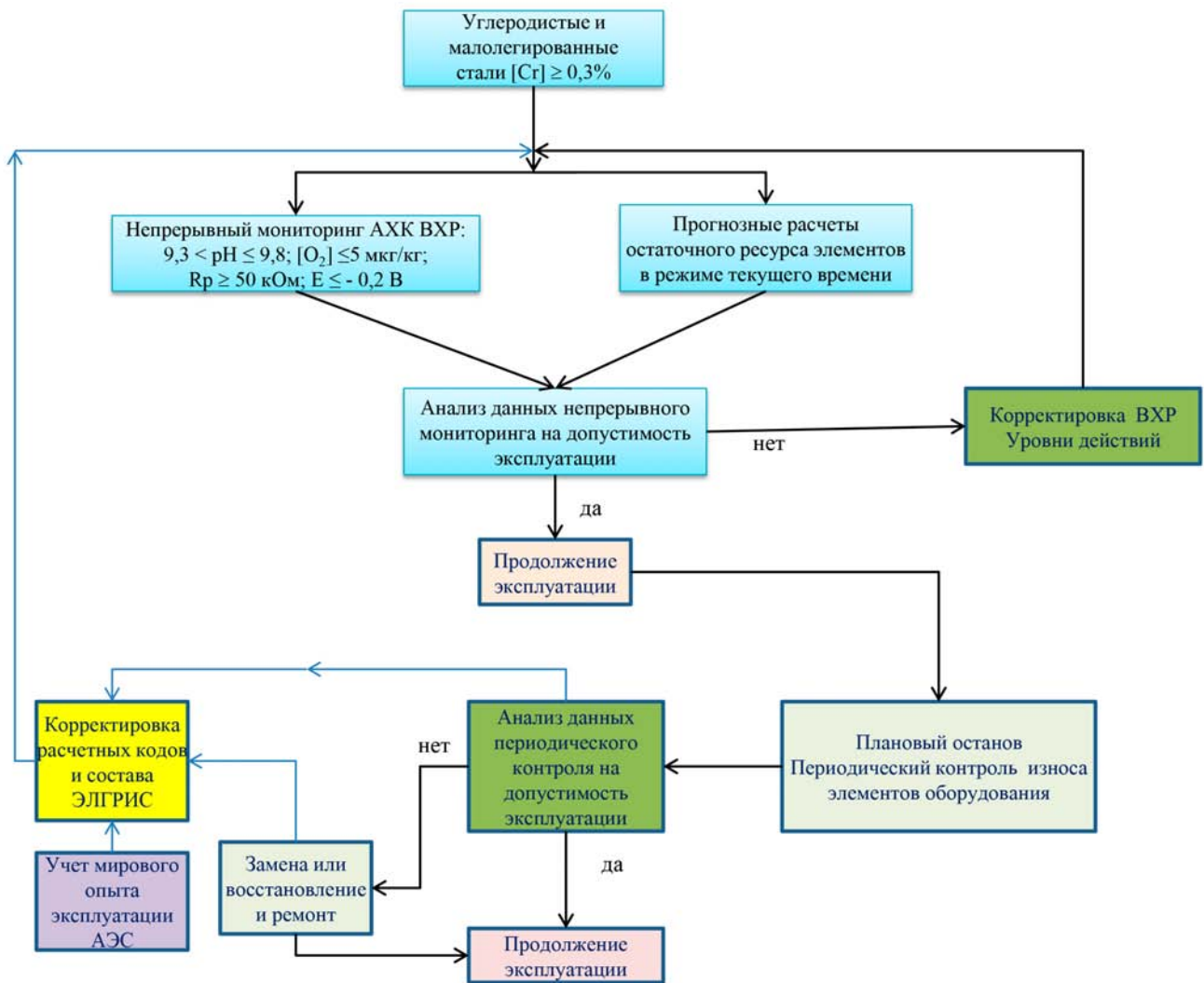


Рис. 5. Образец блок-схемы алгоритма управления ресурсом оборудования энергоблока при пуске и эксплуатации.

чей среды и средства их обеспечения», ОАО «Концерн Росэнергоатом», приказ №9/1445-П от 31.12.2014. РФ.

6. СТО 1.1.1.03.004.0980-2014 «Водно-химический режим первого контура при вводе энергоблока атомной электростанции проекта АЭС-2006 в эксплуатацию. Нормы качества теплоносителя и средства их обеспечения», ОАО «Концерн Росэнергоатом», приказ №9/1445-П от 31.12.2014. РФ.

7. ПНАЭ Г-7-002-86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. РФ.

8. РД ЭО 1.1.2.11.0571-2010 Нормы допускаемых толщин стенок элементов трубопроводов из углеродистых сталей при эрозионно-коррозионном износе. АО «Росэнергоатом», РФ.

9. M. Naitoh, S. Uchida, S. Koshizuka, H. Ninokata, N. Hiranuma, K. Dosaki, K. Nishida, M. Akiyama and H. Saitoh. Evaluation Methods for Corrosion Damage of Components in Cooling Systems of Nuclear Power Plants by Coupling Analysis of Corrosion and Flow Dynamics (I) Major Targets and Development Strategies of the Evaluation Methods / Journal of NUCLEAR SCIENCE and TECHNOLOGY, Vol. 45, No. 11, p. 1116–1128 (2008).

10. В.И. Бараненко, В.И. Нигматулин, Т.Е. Щедеркина, А.Е. Казикин, Н.Е. Трубкина. Эрозионно-коррозионный износ оборудования атомных электростанций. Атомная техника за рубежом, 1995, №8. С. 9 – 13.

11. О.Г. Черников. Ключ к надежной защите. РЭА (ежемесячный журнал атомной энергетики России), 2016, №2, С. 8.

12. РД ЭО 1.1.2.05.0939-16 Концепция безопасности «течь перед разрушением» для контура теплоносителя атомных станций. Руководство. АО «Концерн Росэнергоатом», РФ.

13. В.И. Бараненко, М.М. Нафталя, К.Ю. Семенова, А.В. Андреевкова. О расчете скорости эрозионно-коррозионного износа. Девятая международная научно-техническая конференция «Обеспечение безопасности АЭС» Подольск, Россия, 19-22 мая 2015.

14. Recommendation for an Effective Flow-Accelerated Corrosion Program (NSAC-202L-R4). EPRI / 3002000563. Technical Report, November 2013. EPRI. P. 94.

15. РД ЭО 27.28.05.061-2009 Методические указания по проведению контроля оборудования и трубопроводов АЭС, подверженных эрозионно-коррозионному износу. АО «Росэнергоатом», РФ.

16. НП-089-15 Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. РФ.

17. Г.П. Карзов, С.А. Суворов, В.А. Федорова и др. Условия зарождения и развития коррозионных дефектов теплообменных труб при монтаже, пусконаладочных работах и стояночных режимах эксплуатации. Тезисы докладов 7-го Международного семинара по горизонтальным парогенераторам. ФГУП ОКБ «Гидропресс». Подольск. 2006, с.117.

18. Г.П. Карзов, С.А. Суворов, А.А. Блюмин и др. Роль низкотемпературной коррозии в повреждаемости теплообменных труб парогенераторов типа ПГВ. 10 Международная конф. ЦНИИ КМ «Прометей». 7-9 октября 2008 г. СПб, 2008.

19. М.Б. Бакиров, В.В. Потапов, А.А. Еремин и др. Опыт использования неразрушающих методов оценки состояния материалов оборудования и трубопроводов АЭС. 10 Международная конф. ЦНИИ КМ «Прометей». 7-9 октября 2008 г. СПб, 2008.

20. А.А. Кадников, А.В. Никаноров. Опыт и проведение вихретокового контроля теплообменных трубок парогенератора. Тезисы докладов 7-го Международного семинара по горизонтальным парогенераторам. ФГУП ОКБ «Гидропресс». Подольск. 2006, с.40-41.

21. В.С. Попадчук, Н.Б. Трунов, С.И. Брыков, Р.Ю. Жуков, Р.А. Тупиков, А.В. Селезнев, Р.И. Попков, М.С. Метальников, Г.П. Карзов, С.А. Суворов, П.С. Стяжкин. Обоснование рекомендаций по обеспечению проектного ресурса теплообменных труб парогенератора типа ПГВ-1000МКП. Теплоэнергетика, Т. 58, №3, 2011, с. 190-197.

22. В.Г. Крицкий, М.В. Софьин, Д.Н. Бабкин, Ф.В. Николаев, Н.Р. Николаева, И.С. Мелкумов. Датчик поляризации-онного сопротивления и измерения скорости коррозии. обработка и представление данных. Пятое научно-технического совещание «Проблемы и перспективы развития химического и радиохимического контроля в атомной энергетике» (Атомэнергоаналитика-2009). 22-24 сентября 2009 года, г. Сосновый Бор Ленинградской области, сборник докладов. - СПб: ВВМ, 2009. – 500 с.» С. 252-259.

23. H. Tariguchi. Oxygenated water chemistry for PWR secondary system. New approach to ЭКИ // International Conf. on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems. Berlin, Germany, September, 2008.

24. S. Uchida, M. Naitoh, Y. Uehara, H. Okada, N. Hiranuma, W. Sugino and S. Koshizuka. Evaluation Methods for Corrosion Damage of Components in Cooling Systems of Nuclear Power Plants by Coupling Analysis of Corrosion and Flow Dynamics (II) Evaluation of Corrosive Conditions in PWR Secondary Cooling System / Journal of NUCLEAR SCIENCE and TECHNOLOGY, Vol. 45, No. 12, p. 1275-1286 (2008).

25. В.И. Перегуда, К.Г. Кудрявцев, С.М. Ковалев, И.Н. Ложников, В.М. Тишков, В.Г. Крицкий, П.С. Стяжкин. Патент на изобретение RU 2486613 С1. МПК G21C11/00 «Способ управления скоростью коррозии контура теплоносителя ядерного уран-графитового реактора». Заявлено 14.02.2012; опубликовано 27.06.2013.

26. Х. Иокибэ. Исследование оптимизации концентрации растворенного водорода в водном теплоносителе первого контура для сдерживания коррозионного растрескивания под напряжением. Атомная техника за рубежом. №8, 2008, с. 29-31.

27. В.Г. Крицкий, Ф.В. Николаев, Н.А. Прохоров, М.В. Софьин, П.С. Стяжкин, И.С. Мелкумов, Н.Р. Николаева. Устройство для определения скорости коррозии АО «АТОМ-ПРОЕКТ». Решение о выдаче патента РФ на полезную модель по заявке №2017146930/28(0800166) от 20.03.2018 с приоритетом от 20.12.2017.

28. В.Г. Крицкий, Ф.В. Николаев, Н.А. Прохоров, М.В. Софьин, П.С. Стяжкин. Применение коррозионного мониторинга в эксплуатационной практике АЭС и при проектировании. Электронный журнал «Новое в российской электроэнергетике», №9, РФ, 2015, с.6 – 14.

29. А.А. Лысенко. Перспективы использования малоотходных технологий обработки контурного оборудования в атомной энергетике. Защита металлов. 2006. Т. 42. № 1. С. 21 – 24.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ ПОДПИТКИ И БОРНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ (10КВА)

*Непрыхин В. Б.  
КАТЭ, г. Удомля*

### Введение

Система подпитки и борного регулирования (КВА) по назначению является системой нормальной эксплуатации, по влиянию на безопасность – важной для безопасности.

В соответствии с проектом [1] система КВА должна обеспечивать:

- подачу в первый контур «чистого» конденсата или раствора борной кислоты (РБК) с расходом от 4 до 60 м<sup>3</sup>/ч;
- сброс теплоносителя из первого контура с расходом до 60 м<sup>3</sup>/ч в режимах водообмена первого контура;
- подачу в первый контур раствора борной кислоты концентрации до 20 г/дм<sup>3</sup> на компенсацию течи первого контура с расходом до 80 м<sup>3</sup>/ч;
- подачу в первый контур подпиточной среды на восполнение потери теплоносителя за счет организованных и неорганизованных протечек с расходом от 4 до 6 м<sup>3</sup>/ч;
- подачу в первый контур РБК концентрацией до 20 г/дм<sup>3</sup> по сигналам срабатывания аварийной защиты (АЗ) или уровня в КД менее «минус 0,8 м» с расходом до 80 м<sup>3</sup>/ч;
- подачу теплоносителя первого контура на очистку на фильтры КВЕ с расходом от 30 до 60 м<sup>3</sup>/ч;
- разность температуры теплоносителя в «холодной» нитке петли и температуры подаваемой среды на патрубках подпитки ГЦТ не должна превышать 30 °С в режимах разогрева и работы РУ на мощности и 50 °С в режимах расхолаживания РУ.

### Испытания системы подпитки и борного регулирования (КВА)

Испытания на системе КВА энергоблока № 1 Ленинградской АЭС-2 выполнялись с 18.08.2017 до 02.02.2018 в течение 168 дней. В соответствии с программами ПНР было выполнено:

- испытание насосных агрегатов 10КВА20АР001, 10КВА30АР001;
- испытание насосных агрегатов 10КВА51АР001, 10КВА52АР001, 10КВА53АР001;
- испытание насосного агрегата 10КВА90АР001;
- испытание насосного агрегата 10КВА90АР001 в режиме гидравлических испытаний первого контура;
- испытание режима борного регулирования с выводом раствора борной кислоты расходом от 4 до 18 м<sup>3</sup>/ч;
- испытание режима борного регулирования с вводом раствора борной кислоты расходом от 4 до 18 м<sup>3</sup>/ч;
- испытание режима борного регулирования с выводом раствора борной кислоты расходом от 18 до 60 м<sup>3</sup>/ч;
- испытание режима борного регулирования с вводом раствора борной кислоты расходом от 18 до 60 м<sup>3</sup>/ч;
- испытание режима компенсации течи до 80 м<sup>3</sup>/ч;

- испытание эффективности работы регенеративного теплообменника подпитки и борного регулирования в режиме борного регулирования с расходом до 5 кг/с (до 18 м³/ч);
- испытание эффективности работы теплообменника подпитки и борного регулирования в режиме борного регулирования с расходом от 5 до 16,7 кг/с (от 18 до 60 м³/ч);
- испытание эффективности работы регенеративного теплообменника подпитки и борного регулирования в режиме планового расхолаживания РУ;
- испытание системы подпитки и борного регулирования (10КВА) в режиме продувки первого контура с расходом до 18 м³/ч;
- испытание системы подпитки и борного регулирования (10КВА) в режиме продувки первого контура с расходом до 60 м³/ч.

Целью данных работ является:

- проверка соответствия проекту пропускной способности линий рециркуляции через 10КВА21ВР001, 10КВА31ВР001;
- обкатка насосных агрегатов 10КВА20АР001, 10КВА30АР001, 10КВА51АР001, 10КВА52АР001, 10КВА53АР001, 10КВА90АР001 в пределах рабочего интервала характеристики насосов;
- проверка соответствия реального напора и подачи 10КВА20АР001, 10КВА30АР001 паспортным в рабочем диапазоне характеристики насоса;
- определение фактических расходов насосных агрегатов 10КВА51АР001, 10КВА52АР001, 10КВА53АР001;
- определение фактического расхода агрегата 10КВА90АР001;
- подтверждение работоспособности насосного агрегата 10КВА90АР001 и выполнения 10КВА90АР001 своих функций по прямому назначению (обеспечение допустимой скорости подъема давления в первом контуре – не более 0,98 МПа в минуту)

- подъем и поддержание заданных величин давления в первом контуре регулятором 10КВА90ДУ001;
- подтверждение работоспособности насосных агрегатов 10КВА51АР001, 10КВА52АР001, 10КВА53АР001 на уплотненный первый контур;
- подтверждение работоспособности системы 10КВА в режиме борного регулирования с выводом раствора борной кислоты расходом от 4 до 18 м³/ч;
- подтверждение работоспособности 10КВА в режиме борного регулирования с вводом раствора борной кислоты расходом от 4 до 18 м³/ч;
- подтверждение работоспособности системы 10КВА в режиме борного регулирования с выводом раствора борной кислоты расходом от 18 до 60 м³/ч;
- подтверждение работоспособности системы 10КВА в режиме борного регулирования с вводом раствора борной кислоты расходом от 18 до 60 м³/ч;
- подтверждение работоспособности системы 10КВА в режиме компенсации течи теплоносителя первого контура до 80 м³/ч;
- проверка эффективности регенеративного теплообменника подпитки и борного регулирования 10КВА-10АС001 в режиме борного регулирования с расходом до 5 кг/с (до 18 м³/ч);
- проверка эффективности регенеративного теплообменника подпитки и борного регулирования 10КВА-10АС001 в режиме борного регулирования с расходом от 5 до 16,7 кг/с (от 18 до 60 м³/ч);
- проверка эффективности регенеративного теплообменника подпитки и борного регулирования 10КВА-10АС001 в режиме планового расхолаживания РУ;
- проверка работоспособности технических средств АСУ ТП, участвующих в проведение испытаний.

На рисунке 1 приведен видеокادر системы подпитки и борного регулирования 10КВА.

В данном докладе приведены наиболее интересные испытания, с точки зрения выявленных проблем и путей их решения.

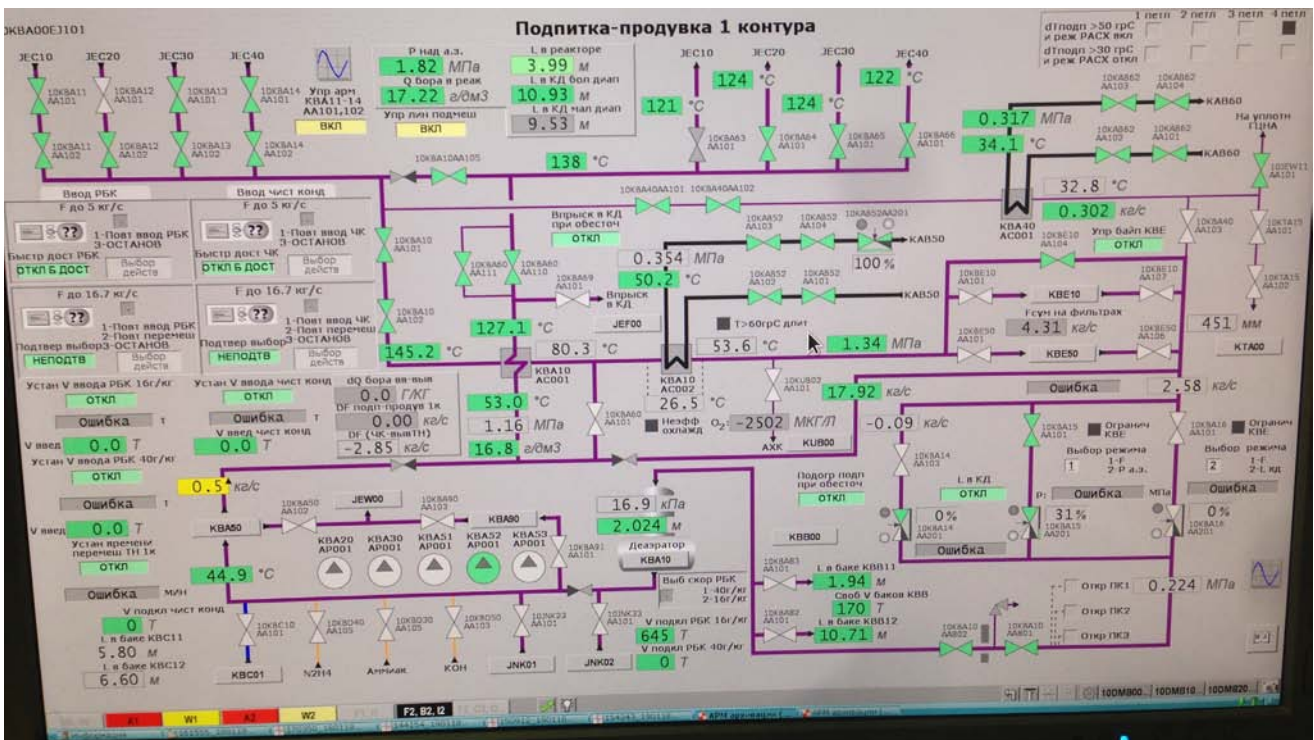


Рис. 1. Видеокادر системы подпитки и борного регулирования 10КВА

## Ход испытаний системы подпитки и борного регулирования (КВА)

1. При проведении испытаний в режиме борного регулирования расходом от 4 до 18 м<sup>3</sup>/ч, было выявлено, что система КВА не обеспечивает вывод теплоносителя из первого контура в деаэрактор борного регулирования по линии 10КВА14 с расходами более чем 1,36 кг/с (4,9 м<sup>3</sup>/ч) при открытом на 100 % регулирующем клапане 10КВА14АА201. Пропускная способность линии 10КВА14 не изменяется при открытии регулятора 10КВА14АА201 в диапазоне от 60 до 100%. Перепад давления до и после дросселирующего устройства 10КВА14ВР001, при открытии регулятора 10КВА14АА201 в диапазоне от 60 до 100 % так же остается неизменным, что указывает на неправильный расчет дросселирующего устройства 10КВА14ВР001.

В соответствии с проектом [1] максимальный расход теплоносителя по линии 10КВА14 должен составлять 14 м<sup>3</sup>/ч.

Результат испытания представлен в таблице 1.

2. При проведении испытаний системы подпитки и борного регулирования (КВА) в режиме борного регулирования расходом от 18 до 60 м<sup>3</sup>/ч выявлена неэффективная работа доохладителя продувки 10КВА10АС002 при температуре первого контура от 274 до 285 °С и давлении от 5,94 до 16,09 МПа. При увеличении расхода продувочной воды до 20 м<sup>3</sup>/ч, температура продувочной воды первого контура за доохладителем 10КВА10АС002 увеличивалась до 50 °С при проектных

расходах охлаждающей среды (КАВ), при дальнейшем увеличении расхода продувочной воды до 60 м<sup>3</sup>/ч, температура продувочной воды за доохладителем продувки достигала 100 °С, что не соответствует требованиям по температуре охлаждаемой среды за доохладителем продувки, приведенным в «Техническом задании на доохладитель первого контура» и «Руководстве по эксплуатации доохладителя первого контура», максимальная температура не более 55 °С. Замеры перепада давления на доохладителе продувочной воды первого контура 10КВА10АС002 по среде первого контура при работе системы подпитки и борного регулирования 10КВА составили 25 кПа при проектном не более 50 кПа.

Результаты испытания представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

## Исследование результатов испытаний

1. В процессе исследования дроссельного устройства 10КВА14ВР001 было принято решение о разрезе трубопровода и выполнении ревизии дросселя при помощи эндоскопа. В результате чего было обнаружено, что отверстие шайбы составляет 6 мм при проектном размере 10,7 мм.

Фотография ревизии представлена на рисунке 3 (диаметр трубки на фото 10 мм).

После замены данной дроссельной шайбы, было проведено повторное испытание, в результате которого приемочные критерии были достигнуты.

На рисунке 4 представлена зависимость расхода теплоносителя по линии 10КВА14 от величины открытия

Таблица 1. Результаты испытаний системы подпитки и борного регулирования в режиме борного регулирования расходом от 4 до 18 м<sup>3</sup>/ч

Процент открытия регулирующего клапана 10КВА14АА201, %	Расход в линии 10КВА14, кг/с	Давление перед дроссельным устройством 10КВА14ВР001, МПа	Давление после дроссельного устройства 10КВА14ВР001, МПа	Температура среды, °С
9	0,15	1,0	0,0	58,9
19,5	0,71	4,5	0,2	
30	1,06	9,8	0,2	
40	1,24	13,2	0,2	
50	1,30	14,5	0,4	
60	1,35	15,5	0,4	
70	1,36	15,8	0,4	
80	1,36	15,8	0,4	
90	1,36	15,8	0,4	
100	1,36	15,8	0,4	

Таблица 2. Результаты испытания эффективности доохладителя продувки 10КВА10АС002 в табличном виде

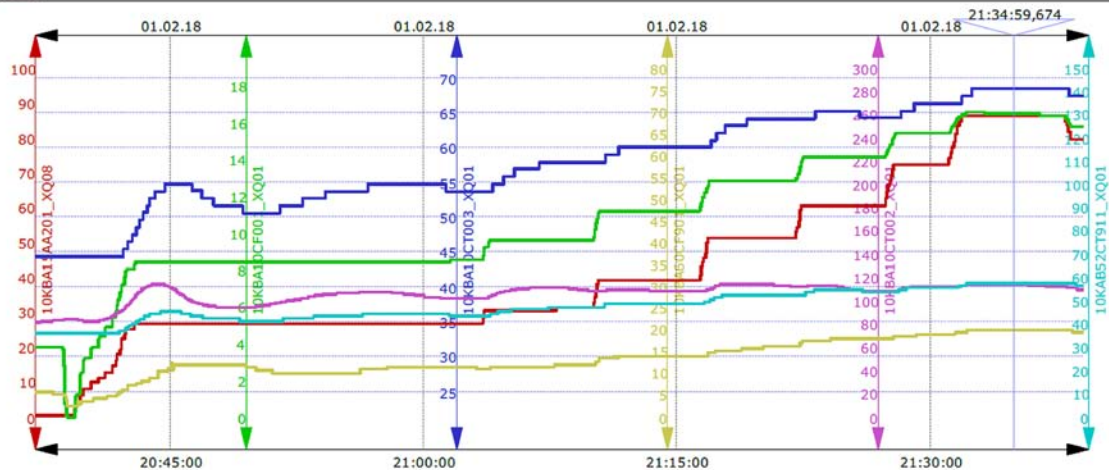
№ п.п.	Расход продувки на деаэрактор м <sup>3</sup> /ч (кон-трольный)	Расход продувки на деаэрактор кг/с (фактический) 10КВА10СF001	Расход подпитки 10КВА60СF901 (кг/с)	Температура продувки на входе в РТО 10КВА10СТ001	Температура продувки на выходе в РТО 10КВА10СТ002	Температура продувки на выходе из ДО (перед КВЕ) 10КВА10СТ003	Температура подпитки на входе в РТО 10КВА60СТ001	Температура подпитки на выходе в РТО 10КВА60СТ003	Температура промконтура КАВ на входе в ДО 10КАВ50СТ002	Температура промконтура КАВ на выходе из ДО 10КАВ52СТ911
1	30	8,38	11,9	283	101,8	54,7	64,0	233	25,2	43,1
2	35	9,56	11,9	283	111	57,8	72,1	242,4	25,2	47,1
3	40	11,16	13,9	283	108,0	59,9	68,1	234,1	25,2	48,1
4	46	12,8	16,2	283	112,2	64,1	69,1	230,0	25,2	52,2
5	50,8	14,13	14,13	283	109,3	64,2	63,0	227	25,2	53,3
6	55	15,4	18,8	282	111,4	66,2	61,9	228	26,2	55,4
7	60	16,46	19,9	282	113,4	68,3	63,0	227	27,3	57,4



ЛенАЭС2 АРМ ТП-1 (10СКД02)

Оператор: PLS

Выборка: 01.02.18 20:37:00 - 01.02.18 21:39:00 @10СКМ01



Сигнал	Описание	Ед изм	Минимум	Максимум	Курсор
10KBA15AA201_XQ08	КЛАПАН 0-100 %	%	0	100	86.2
10KBA10CF001_XQ01	Ф ЛИН ВЫВ 0-19 КГ/С	кг/с	0	19	16.46
10KBA10CT003_XQ01	Т ПРДУВ ЗА ДО 0-180 ГРАД	°С	21.4267	71.4267	68.3
10KBA60CF901_XQ01	0-80 КГ/С	кг/с	0	80	19.9
10KBA10CT002_XQ01	Т ПРДУВ ЗА РТО 0-300 ГРАД	°С	0	300	113.4
10KAB52CT911_XQ01	Т ПСЛ ТО 0-150 ГРАД	°С	0	150	57.4

Рис. 2. Результаты испытания эффективности доохладителя продувки 10KBA10AC002 в графическом виде



Рис. 3. Дроссельное устройство 10KBA14BP001

регулятора 10KBA14AA201. 10KBA14CF001 – расход в линии КВА14, 3,84 кг/с соответствует 13,8 м³/ч.

2. В процессе анализа причины неэффективной работы доохладителя 10KBA10AC002 был выполнен ряд мероприятий, а именно:

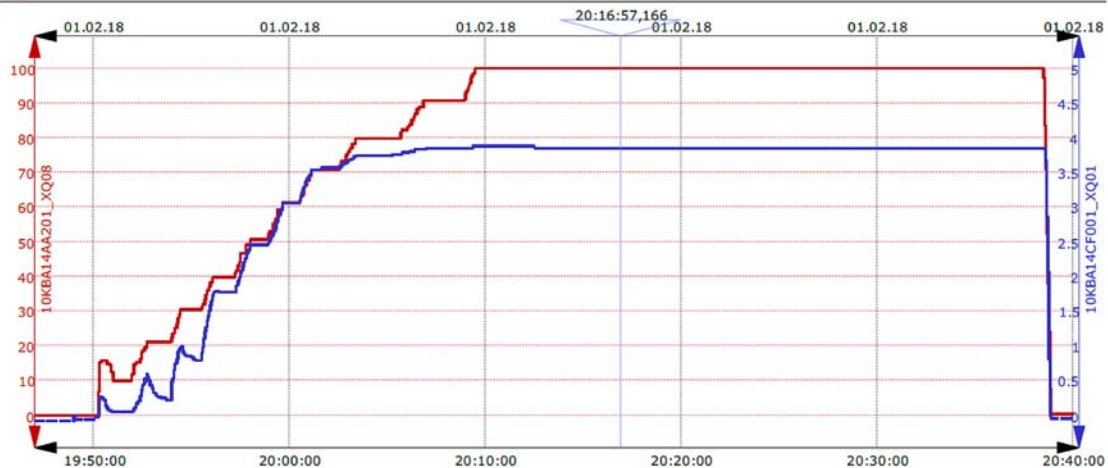
- расчет теплового баланса по обеим средам теплообменника;
- исследование теплового излучения поверхности теплообменника при помощи спектрометра для определения неравномерности теплопередачи;
- было принято решение о разрезе трубопровода теплоносителя в месте приварки его к теплообменнику для дальнейшей ревизии внутренней камеры доохладителя при помощи эндоскопа;



ЛенАЭС2 АРМ ТП-1 (10СКД02)

Оператор: PLS

Выборка: 01.02.18 19:47:00 - 01.02.18 20:40:00 @10СКМ01



Сигнал	Описание	Ед изм	Минимум	Максимум	Курсор
10KBA14AA201_XQ08	РК ВЫВ ТН 0-100 %	%	0	100	99.9
10KBA14CF001_XQ01	Ф ЛИН ВЫВ 0-5 КГ/С	кг/с	0	5	3.84

Рис. 4. Пропускная способность линии вывода теплоносителя 10KBA14

- был расконсервирован подобный теплообменник на энергоблоке № 2, и выполнен осмотр его внутренней камеры при помощи эндоскопа для сравнения результатов обследования.

В результате двухдневного обследования доохладителя, в условиях высокой температуры и тесного размера помещения, был обнаружен зазор между кожухом и нижней обечайкой (Рис. 5, 6, 7), через который охлаждаемая среда поступает помимо теплообменных труб, уменьшая поверхность теплообмена.



Рис. 5. Фото внутренней камеры доохладителя 10KBA10AC002



Рис. 6. Фото внутренней камеры доохладителя 10KBA10AC002

После обнаружения дефекта в кратчайшие сроки был выполнен уникальный ремонт теплообменника в месте его монтажа. Было выполнено повторное испытание и достигнут положительный результат: в режиме продувки теплоносителя первого контура расходом 60 м<sup>3</sup>/ч температура после доохладителя 10KBA10AC002 не превышает 53,7 °С.

Результат испытания представлен на рисунке 8.

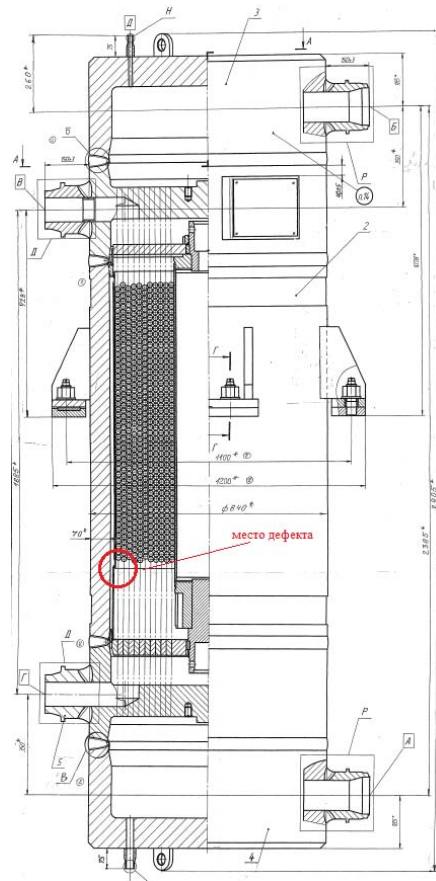


Рис. 7. Чертеж доохладителя 10KBA10AC002

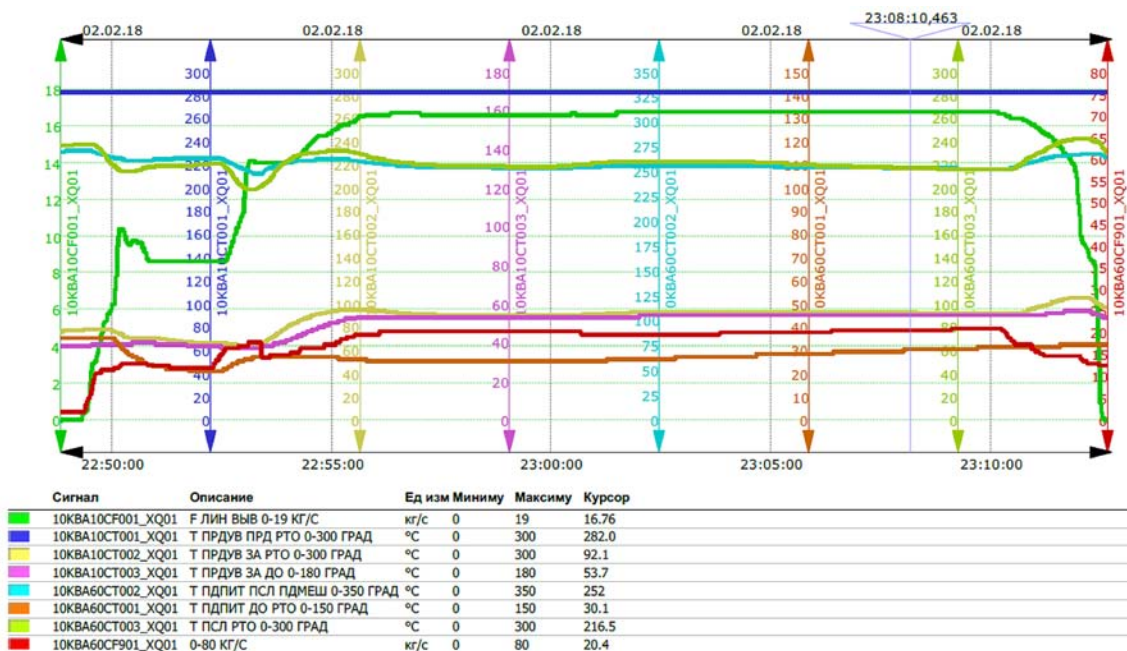


Рис. 8. Результат испытания доохладителя 10KBA10AC002

## Выводы

1. В процессе наладки системы подпитки и борного регулирования (10КВА) на энергоблоке № 1 Ленинградской АЭС-2 были выявлены принципиальные несоответствия системы функциональным требованиям.

2. Наладочным персоналом КАТЭ совместно с персоналом Ленинградской АЭС-2 была проведена уникальная работа по анализу результатов испытаний, обнаружению дефектов оборудования и своевременному их устранению для безопасной эксплуатации атомной станции.

3. Результаты испытаний, приведенные в докладе, представляют огромный интерес с точки зрения использования данного опыта при дальнейшем вводе в эксплуатацию новейших энергоблоков АЭС поколения 3+ как в России, так и за рубежом.

### Список литературы

1. LN2P.B.110.&.050702.0107&.021.СК.0001К. Проектная документация. Тепломеханические решения.
2. LN2O.T.534.1.0УКА&&.КВА&&.021.РА.0001. Программа и методика испытаний системы подпитки и борного регулирования (10КВА).
3. LN2O.T.534.1.&&&&&.КВА&&.021.РА.0001. Программа и методика испытаний системы подпитки и борного регулирования (10КВА) в режимах продувки первого контура с расходами до 18 м<sup>3</sup>/ч и 60 м<sup>3</sup>/ч.
4. LN2O.B.315.&.0УА&&.КВА&&.021.КС.0003. Доохладитель продувки первого контура 10КВА10АС002, 20КВА-10АС002. Руководство по эксплуатации 97.2656РЭ.

## ВЫБОР ГРАНИЦ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ПРИ ПОДТВЕРЖДЕНИИ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ РАЗВЕТВЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-РАСЧЕТНЫМ МЕТОДОМ

*Булахтин К.В., Казновский П.С., Касьянов К.Г., Мухрыгин А.А., Рясный С.И., Щугорев А.В.*  
АО «Атомтехэнерго», г. Москва

Нередко в процессе монтажа систем и оборудования энергоблоков АЭС появляются отступления от первоначального проекта, связанные, например, с изменениями трассировки трубопроводов, отличиями массовых и геометрических характеристик поставленного оборудования от проектных, изменением условий раскрепления, а также с особенностями работы опорно-подвесной системы. Следствием таких отступлений является отличие собственных динамических характеристик оборудования, и отличие от заложенных в проекте воспринимаемых оборудованием сейсмических нагрузок. Эти факты определяют необходимость изучения динамических характеристик систем и элементов оборудования АЭС при вводе в эксплуатацию, в частности, экспериментально-расчетным подтверждением сейсмостойкости, включающем проведение экспериментов по определению собственных динамических характеристик оборудования и расчеты на сейсмостойкость, учитывающие результаты эксперимента [1, 2]. В докладе на практическом примере рассмотрен вариант

снижения трудозатрат на проведение расчета в случае протяженных и разветвленных систем трубопроводов с учетом экспериментально полученных собственных динамических характеристик оборудования.

В качестве примера рассмотрена фильтр-ловушка паров натрия, а также прилегающие участки трубопровода, установленная на энергоблоке № 4 Белоярской АЭС. Оборудование заполнено натриевым теплоносителем с температурой 150°С. В качестве границ расчетной схемы приняты неподвижные опоры, жесткие заделки и места присоединения к массивному оборудованию. В расчете приняты следующие критерии сейсмостойкости:

1. Прочность опорной рамы;
2. Прочность прилегающих участков трубопровода;
3. Прочность болтов крепления ловушки к раме;
4. Прочность болтов крепления рамы к закладным.

Методика подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности (МТ 1.2.2.04.0069-2012) [3] предусматривает экспериментальное определение собственных частот оборудования методом свободных затухающих колебаний. Экспериментально полученные частоты помимо верификации полной схемы делают возможным её упрощение путем определения новых границ с последующей коррекцией по экспериментально определенным частотам. Упрощенная расчетная схема получается путем исключения некоторых участков трубопровода из расчетной схемы и замены их действия на оставшуюся часть упругими связями. Ограничивать схему целесообразно в точках расположения скользящих опор — такой подход позволяет минимизировать количество упругих связей, моделирующих воздействие отброшенных участков.

Из рисунка 1 видно, что расчетная схема состоит из протяженных участков трубопроводов, и ее моделирование является весьма трудоемкой задачей.

Сопоставление экспериментально полученных собственных частот ловушки паров натрия с расчетными собственными частотами полной схемы. В результате сопоставления выявлено явное соответствие частот в диапазоне: 21 Гц — 40,5 Гц. Несоответствие низших расчетных частот экспериментальным объясняется локальным характером воздействий возбуждающих колебания при проведении испытаний.

На рисунке 3 видно, что максимальные амплитуды низших собственных форм реализуются на значительном удалении от фильтр-ловушки. Собственные формы расчетной схемы, соответствующие экспериментально полученным частотам, являются формами колебаний опорной рамы и прилегающих участков трубопровода.

Перейдем к рассмотрению упрощенной расчетной схемы. Участки трубопровода, ограниченные скользящими опорами были отброшены и заменены упругими связями, жесткость которых была подобрана исходя из собственных частот колебаний фильтр-ловушки, полученных экспериментальным путем.

На рисунках 4-7 представлено сопоставление четырех собственных форм колебаний полной и упрощенной расчетной схем. Рисунки демонстрируют удовлетворительное совпадение форм колебаний упрощенной и полной расчетных схем. Формы колебаний, удаленные от фильтр-ловушки, соответствующие низшим собственным частотам полной расчетной схемы, в упрощенной схеме не отражены.



Таблица 1. Сопоставление экспериментальных и расчетных собственных частот

Собственные частоты полученные экспериментально, Гц	№ Форм колебаний	Собственные частоты полной схемы, Гц	№ Форм колебаний	Собственные частоты упрощенной схемы, Гц
—	30	9,37	1	9,37
—	31	9,49	2	9,72
—	40	13,38	3	13,41
—	45	16,52	4	16,31
—	47	17,37	5	17,73
21	55	21,06	6	21,12
—	61	24,79	7	24,77
—	66	27,1	8	26,38
30,5	70	29,94	9	29,65
34,5	76	35,32	11	35,40
37,5	79	37,97	12	38,04
41	83	42,56	13	43,52
—	84	44,27	14	43,97
—	85	46,83	15	46,58

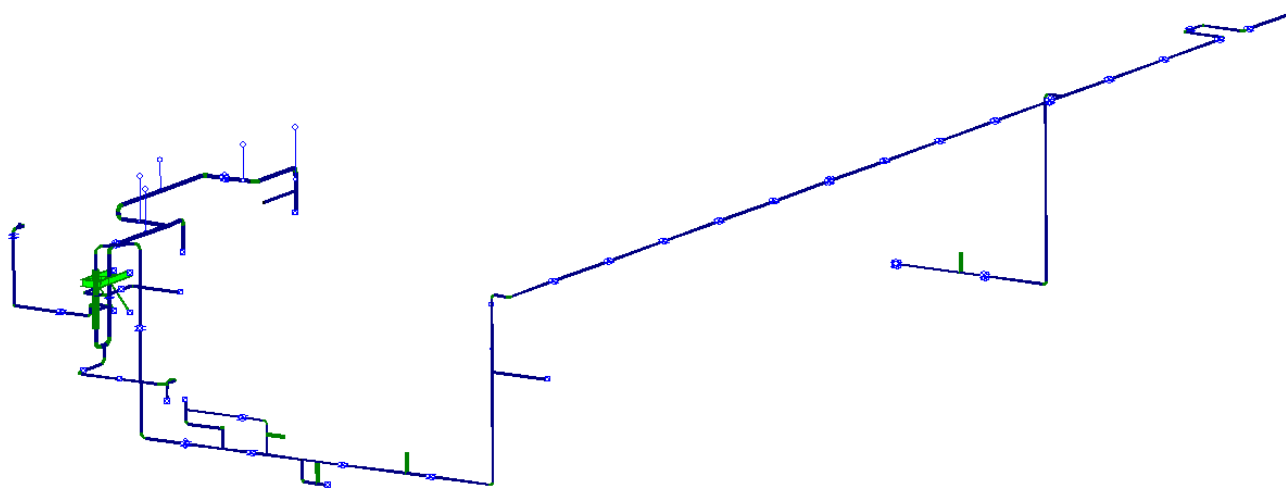


Рис. 1. Полная расчётная схема

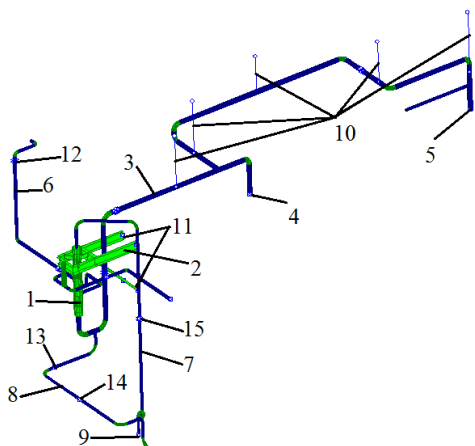


Рис. 2. Фрагмент расчетной модели: 1 – Фильтр-ловушка паров натрия; 2 – Опорная рама; 3 – Трубопроводы раздачи «чистого» аргона после ловушек паров натрия; 4, 5 – Баки; 6 – Трубопровод сжатого воздуха от ловушек; 7 – Трубопроводы раздачи «чистого» аргона к ловушкам паров натрия; 8 – Трубопровод сжатого воздуха до ловушек; 9 – Бак; 10 – Пружинные подвески; 11 – Закладные; 12-15 – Неподвижная опора

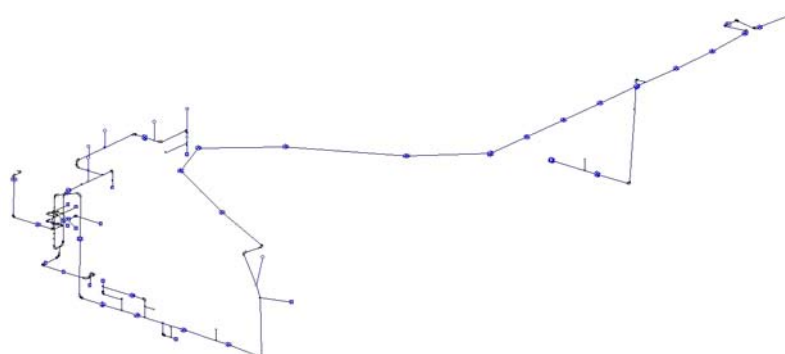


Рис. 3. Форма колебаний, соответствующая нижней расчетной частоте

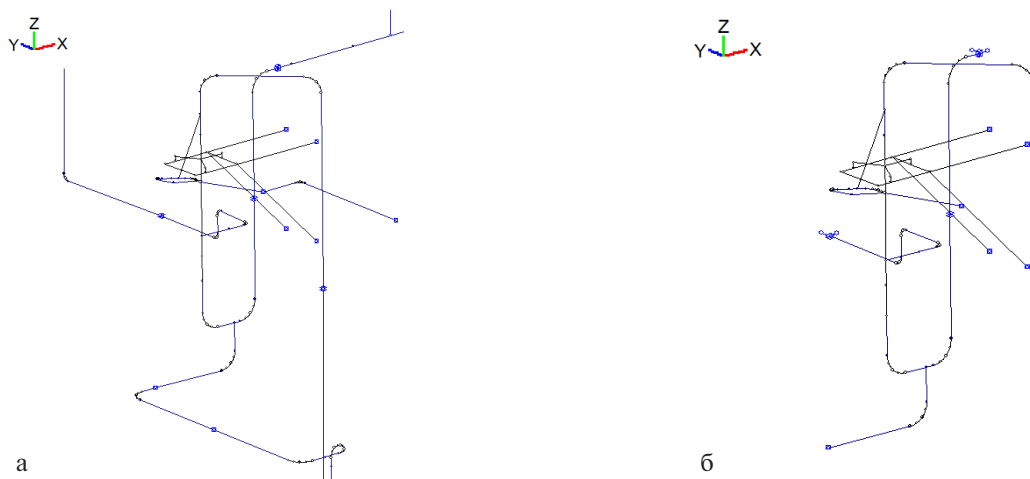


Рис. 4. Собственные формы колебаний с частотой 13,4 Гц для а) полной расчетной схемы и б) упрощенной расчетной схемы

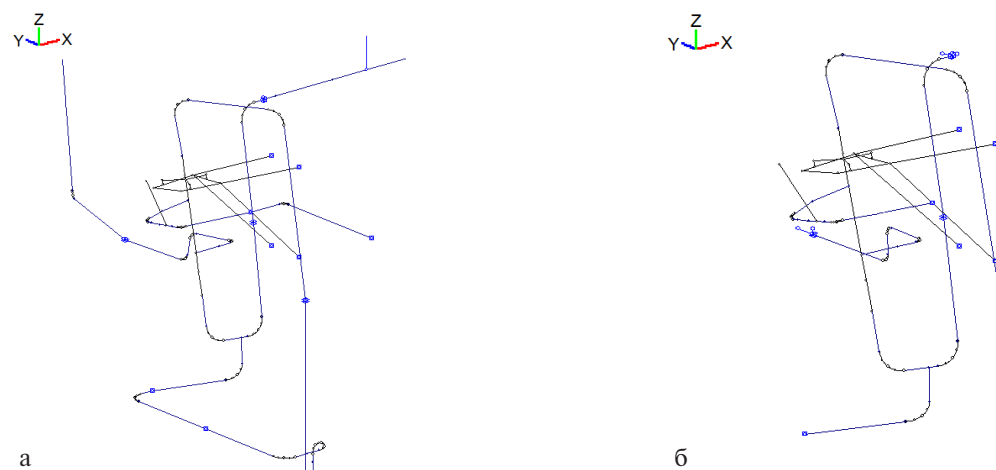


Рис. 5. Собственные формы колебаний с частотой 16,5 Гц для а) полной расчетной схемы и б) упрощенной расчетной схемы

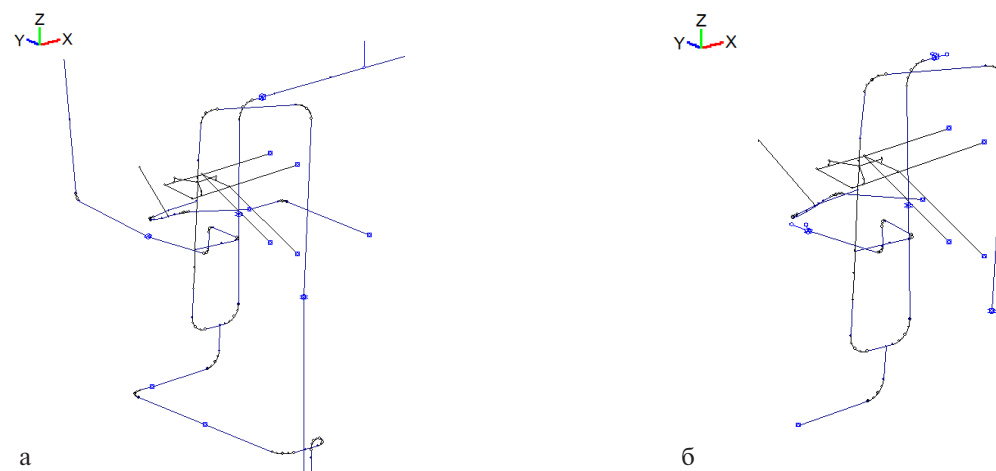


Рис. 6. Собственные формы колебаний с частотой 21,1 Гц для а) полной расчетной схемы и б) упрощенной расчетной схемы

Перейдем к анализу и сопоставлению результатов расчета на прочность и проверим критерии сейсмостойкости.

В качестве нагрузки примем спектры ответа для высотной отметки +16 здания реактора.

Сравнение напряжений в опорной раме для полной и упрощенной расчетной схемы приведено на Рисунке

7. В результате сопоставления видно, что оценка напряжений с применением упрощенной схемы является консервативной.

Сравнение напряжений в прилегающих участках трубопровода для полной и упрощенной расчетной схемы приведено на Рисунке 8. Численные значения интенсивности напряжений приведены в таблице 2.

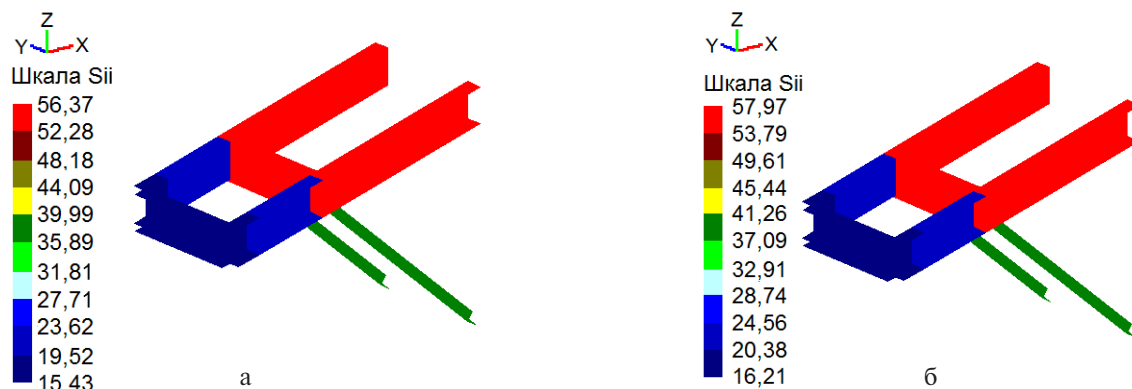


Рис. 7. Интенсивность напряжений в расчетной раме для: а) полной расчетной схемы и б) упрощенной расчетной схемы

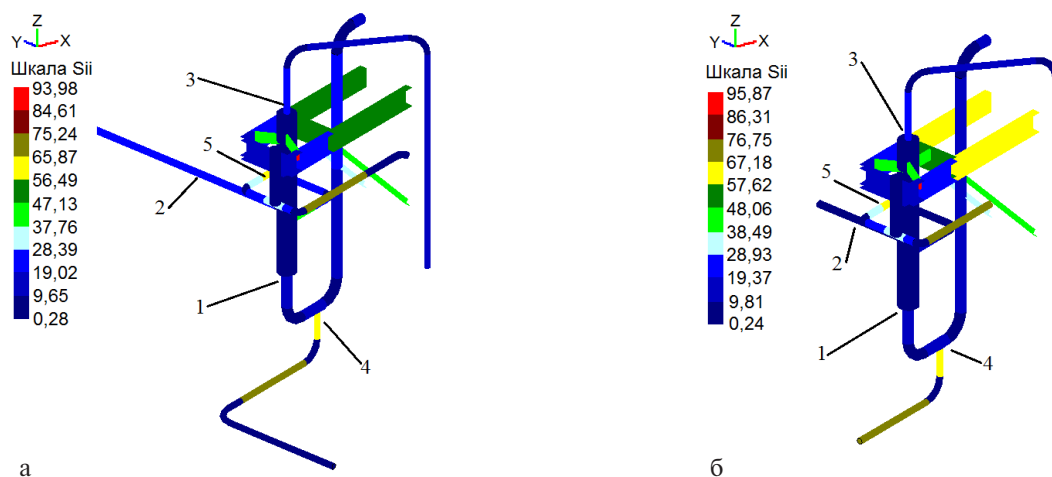


Рис. 8. Интенсивность напряжений в прилегающих участках трубопровода для: а) полной расчетной схемы и б) упрощенной расчетной схемы

Таблица 2. Интенсивности напряжений для полной и упрощенной расчетных схем

Номер трубопровода	Максимальные напряжения (МПа)	
	Полная схема	Упрощенная схема
1	14,6	15,4
2	19,3	20,7
3	21,6	21,8
4	66,7	69,1
5	73,9	74,7

Из данных, приведенных в таблице, видно, что напряжения, полученные при расчете по упрощенной схеме, незначительно отличаются от напряжений, полученных при расчете по полной схеме.

Рассмотрим усилия в узлах крепления фильтр-ловушки к опорной раме (таблица 3) и усилия в узлах крепления опорной рамы к закладным (таблица 4)

Таблица 3. Усилия в узлах крепления фильтр-ловушки к опорной раме

Направление	Полная схема	Сокращенная схема
X	3716 Н	3631 Н
Y	1504 Н	1568 Н
z	1147 Н	1054 Н

Таблица 4. Усилия в узлах крепления опорной рамы к закладным

Направление	Полная схема	Сокращенная схема
Узел 47		
Px	9387.64	9596.8
Py	1485.25	1530.14
Pz	726.74	743.55
Узел 48		
Px	9480.35	9723.62
Py	1502.99	1548.71
Pz	794.82	804.301
Узел 58		
Px	5413.7	5481.87
Py	49.1831	50.3026
Pz	5574.28	5643.94
Узел 59		
Px	5333.84	5461.62
Py	49.794	50.9175
Pz	5492.21	5623.03

Исходя из представленного сопоставления собственных форм, частот, напряжений и усилий можно сделать вывод, что предложенное упрощение расчетной схемы путем определения новых границ в точках скользящих опор с добавлением упругих связей, жесткость которых

определяется при помощи экспериментально полученных собственных частот, является корректным.

Рассматриваемый метод пространственного сокращения расчетной схемы, при условии предварительного проведения динамических испытаний по определению собственных частот, существенно сокращает трудозатраты на ее составление и моделирование при расчетах на сейсмостойкость [4].

### Список литературы

1. Казновский П.С., Казновский А.П., Сааков Э.С., Рясный С.И. Подтверждение сейсмостойкости оборудования АЭС после монтажа // Электрические станции, № 12, 2012, с. 2-6.

2. Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии. НП06417 // «Ростехнадзор», 2018.

3. Методика подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности. МТ 1.2.2.04.0069-2012 // ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2012, 50 с.

4. Казновский П.С., Шугорев А.В., Рясный С.И., Аржаев А.А., Константинов М.В., Маханев В.О. Экспериментально-расчетное подтверждение сейсмостойкости разветвленных трубопроводных систем АЭС // Электрические станции, № 12, 2016, с. 32-35.

## ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМ ОЧИСТКИ НАТРИЕВОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ РУ БН-800

*Гусаков Н.Н.*

*Атомтехэнерго, Десногорск*

### Очистка натрия в РУ БН-800

Назначением систем очистки натриевого теплоносителя является:

- 1) Очистка натрия от примесей (оксидов, гидридов, карбонатов и др.) в период первоначального накопления для заполнения реактора и 2 контура;
- 2) Поддержание на допустимом уровне загрязнённости натрия в контурах во время эксплуатации;
- 3) Контроль содержания примесей в натрии;
- 4) Очистка натрия в сосудах 1, 2 контура.

В соответствии с количеством имеющихся натриевых контуров, реакторная установка БН-800 оборудована тремя системами очистки натрия:

- 1) Система очистки натрия 1 контура (4КВЕ);
- 2) Система очистки натрия 2 контура (4КВК);
- 3) Система очистки натрия контура охлаждения барабана отработавших сборок (4FAD).

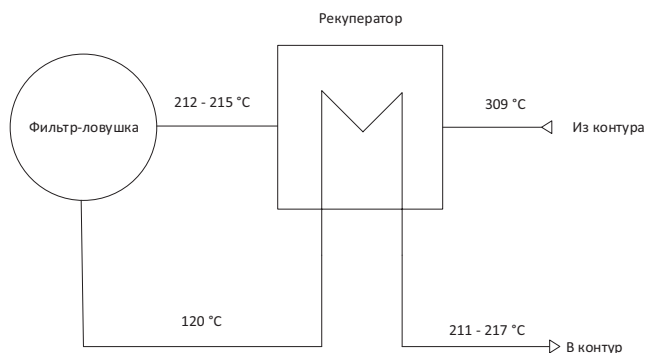
Все системы основаны на аналогичных принципах, имеют схожие проектные решения и особенности ввода в эксплуатацию. В настоящем докладе проблемы ввода в эксплуатацию систем очистки натрия рассмотрены на примере системы очистки натрия II контура (4КВК).

Фильтр-ловушка представляет собой вертикальный аппарат, совмещающий функции теплообменника, фильтра и сосуда-накопителя примесей.

Принцип действия фильтр-ловушки основан на охлаждении натрия до температуры ниже температуры насыщения примесей, при которой они переходят в твёрдую фазу и выпадают в осадок. Конкретное значение этой температуры зависит от степени загрязнённо-

сти натрия. Для натрия высокой чистоты она составляет менее 120 градусов.

Очищаемый натрий в фильтр-ловушке отдаёт тепло охлаждающему воздуху, циркулирующему по внутренним трубам Фильда и снаружи корпуса фильтр-ловушки. При охлаждении натрия происходит кристаллизация растворённых примесей, которые оседают в отстойнике и на стружке фильтра.



**Рис. 1.** Упрощённая схема включения фильтр-ловушки в контур

Из упрощённой схемы включения фильтр-ловушки (Рис. 2) видно, что основная функция фильтр-ловушки, как тепломеханического оборудования – обеспечить охлаждение натрия от температуры контура (для 2 контура это 309 °С, для 1 контура 418 °С) до температуры насыщения примесей (при наиболее напряжённом режиме очистки это 115-120 °С) при заданном расходе. Для одной фильтр-ловушки проектный расход натрия составляет 8 м<sup>3</sup>/ч.

Для возврата части теплоты в контур, в схему введён рекуператор, в котором производится охлаждение натрия, поступающего в фильтр-ловушку из контура, натрием, уже охлаждённым в фильтр-ловушке и поступающим в контур.

Тепловая эффективность рекуператора составляет порядка 50%, т.е. половина энергии возвращается в контур.

Система очистки натрия 2 контура имеет три петли (см. Рис. 3), каждая из которых связана с соответствующей петлёй 2 контура. В каждой петле 2 фильтр-ловушки (с рекуператорами), включенные параллельно.

Проектный режим эксплуатации предполагает, что в каждой петле одна из фильтр-ловушек находится в резерве, а вторая в работе, с расходом натрия 8 м<sup>3</sup>/ч.

В системе охлаждения работой вентиляторов обеспечивается циркуляция воздуха по замкнутому контуру через кожухи и трубы Фильда фильтр-ловушек. Перед каждым вентилятором находится теплообменник, охлаждаемый конечным поглотителем тепла – технической водой.

### ПНР на системах очистки натрия

ПНР на данных системах имеет ряд особенностей, характерных для всех натриевых систем:

1) Необходимость обеспечить полную герметичность контура до заполнения натрием, чтобы исключить течи натрия. Для большей достоверности, проводились дополнительные пневматические испытания рабочим давлением с выдержкой в течение суток.

2) Сложная процедура многократного вакуумирования и заполнения нейтральной газовой средой с одно-

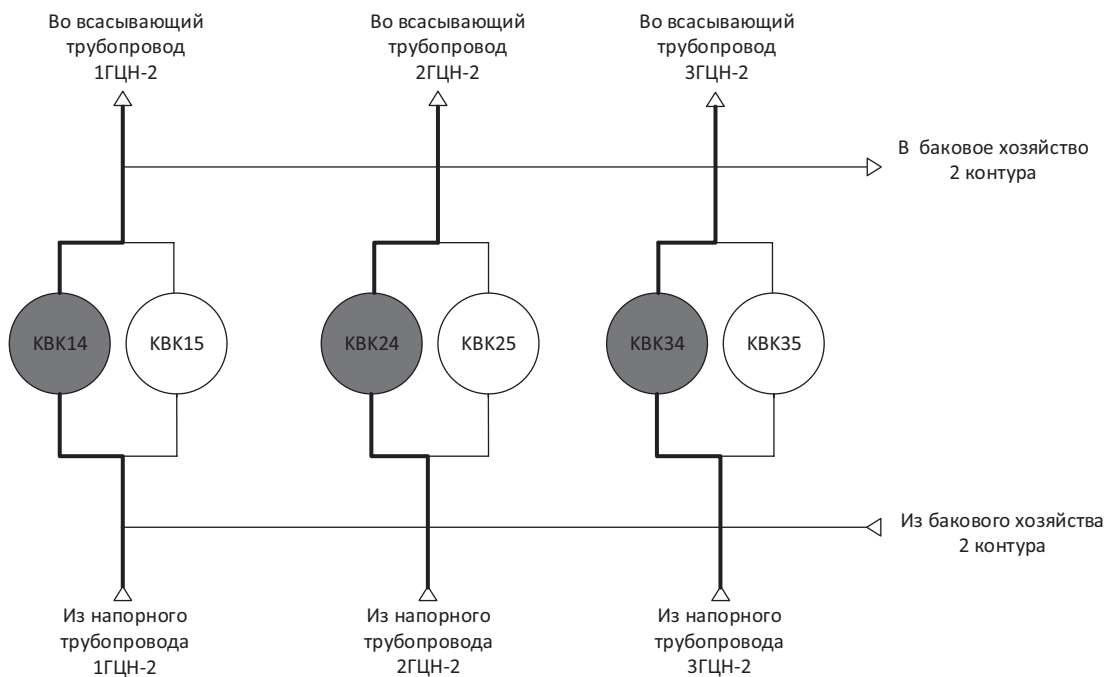


Рис. 2. Упрощённая схема нормального режима эксплуатации системы очистки натрия 2 контура

временным разогревом, чтобы удалить остатки влаги и кислорода.

3) Ввод систем электрообогрева. Для одной системы это 150-250 электронагревателей, несколько тысяч кабелей, 300-500 датчиков. Всё это нужно ввести в работу в сжатые сроки и в корректной последовательности, чтобы обеспечить заполнение системы натрием.

Однако, основной задачей ПНР была именно проверка функциональной работоспособности (способности очищать натрий) и теплофизических характеристик системы.

### Результаты ПНР

В ходе ПНР было установлено, что фильтр-ловушки обеспечивают эффективную очистку натрия от примесей, но при приближении к проектным параметрам в контурах, на этапе энергетического пуска, проектных значений расхода достичь не удалось.

Практически, это выразалось в том, что при увеличении расхода натрия, для поддержания установленного температурного режима, было необходимо одновременно увеличивать расход охлаждающего воздуха. Но с определённого момента при дальнейшем повышении расхода происходило превышение номинального значения тока на электродвигателях вентиляторов.

Был проведён полный анализ тепловой схемы всех трёх контуров (натриевого, воздушного и водяного), правильности показаний датчиков, характеристик оборудования, проведён целый ряд дополнительных испытаний, на основании которых был проведён расчёт с использованием метода теплового баланса.

### Анализ аэродинамических характеристик вентиляторов охлаждения фильтр-ловушке

При анализе аэродинамической характеристики вентиляторов (рис. 3) было отмечено, что вентиляторы данного типа в комплекте с используемыми электродвигателями, не способны обеспечить проектный расход – 30000 м<sup>3</sup>/ч. При частоте вращения 3000 об/мин и данном значении расхода, потребляемая мощность на

валу составляет более 100 кВт, а используемые электродвигатели имеют мощность 90 кВт. При данной мощности электродвигателя и частоте вращения 3000 об/мин, оценочный расход воздуха составляет не более 25000 м<sup>3</sup>/ч.

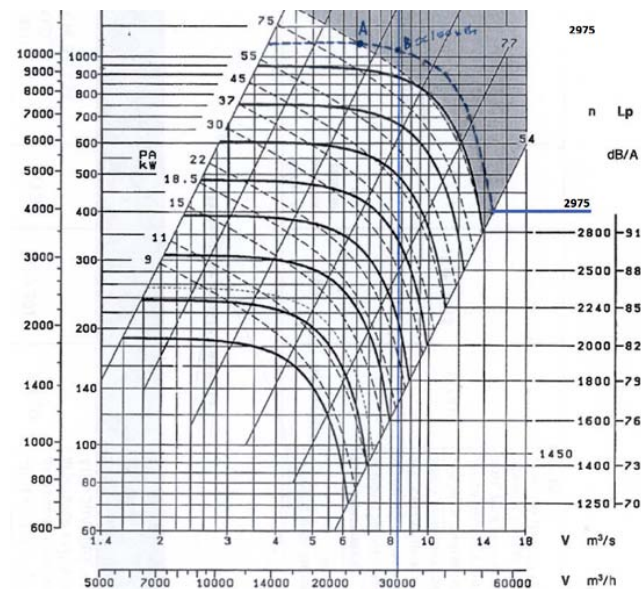


Рис. 3. Аэродинамическая характеристика вентиляторов

В воздушных трубопроводах были выполнены отверстия для прямых измерений расхода с использованием трубки Пито, в ходе которых расчётные значения были подтверждены экспериментально.

Следовательно, основной причиной недостаточной производительности была ошибка проектной организации – некорректный выбор оборудования.

### Ввод дополнительного вентилятора

Для повышения суммарного расхода была предпринята попытка ввести в работу более 2-х вентиляторов, чтобы обеспечить больший расход воздуха.

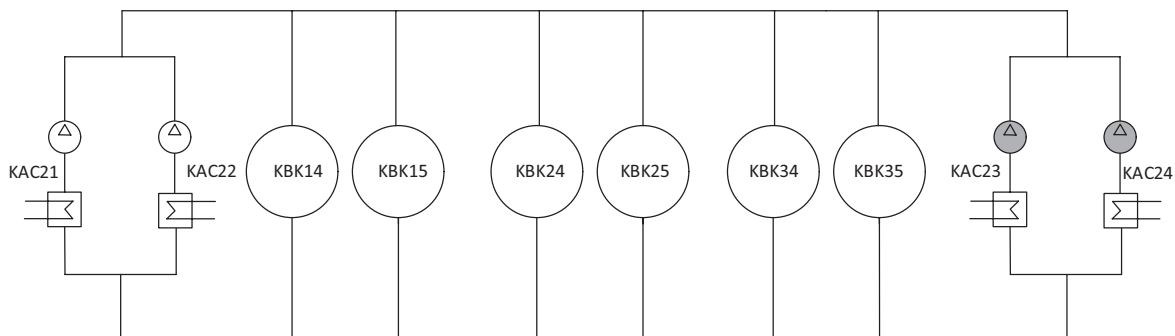


Рис. 4. «Параллельная» работа вентиляторов (не была реализована из-за неустойчивости данного режима)

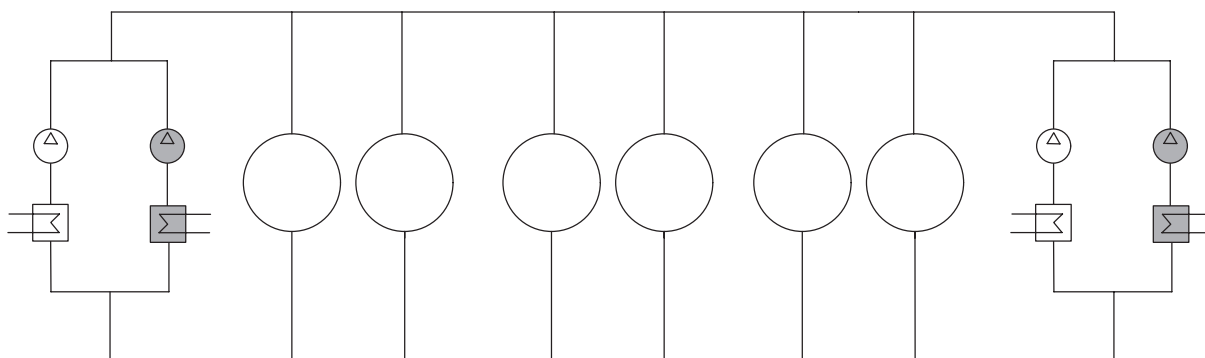


Рис. 5. «Встречная» работа вентиляторов

При попытке ввести в работу 2 вентилятора, включенные параллельно (Рис. 4), был получен отрицательный результат. Работа вентиляторов была неустойчива, при малом воздействии на арматуру происходило резкое перераспределение нагрузки, а так как данные вентиляторы не оборудованы датчиками контроля тока, это могло привести к превышению номинальной токовой нагрузки и отключению по защите.

С учётом данного опыта, была дана рекомендация, включить в проект датчики контроля тока, а на данном этапе остановиться на схеме, в которой из 4-х вентиляторов работают только 2, расположенные встречно (Рис. 5).

### Устранение потерь мощности

В ходе дальнейших испытаний были обнаружены эффект паразитных потерь мощности – при работе 2-х вентиляторов, расположенных встречно, наблюдалось обратное вращение отключенных соседних вентиляторов из-за пропуска воздуха через затворы клапанов.

При дозакрытии арматуры вручную, вращение прекратилось, а нагрузка на работающих вентиляторах снизилась. При донагружении работающих вентиляторов до номинального значения тока, за счёт увеличения расхода воздуха, удалось на 30% увеличить расход натрия через фильтр-ловушки.



Рис. 6. Рост давления на напоре при дозакрытии арматуры

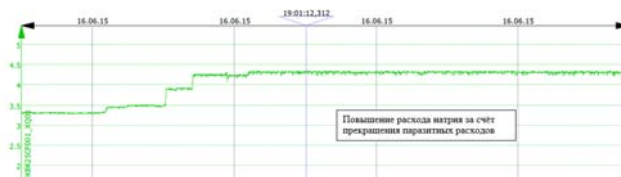


Рис. 7. Повышение расхода натрия за счёт устранения паразитных потерь мощности

В дальнейшем, были внесены корректировки в алгоритмы управления арматурой, чтобы обеспечить плотное закрытие затворов.

### Составление теплового баланса

При проведении расчётов с использованием метода теплового баланса долгое время не удалось достичь сходимости теплового баланса по контурам.

Причина этого была в том, что согласно проекту, нагретый до 70 °С в кожухе фильтр-ловушки воздух, охлаждается в теплообменнике технической водой до 35 °С (был предусмотрен датчик для контроля данного параметра) и при данной температуре вентилятором подаётся обратно в кожух фильтр-ловушки. Это, на первый взгляд, соответствовало действительности по показаниям имеющимся датчиков температуры.

Но при непосредственном измерении, с использованием пирометра, удалось установить, что вентилятор обеспечивает дополнительный подогрев на 10 °С за счёт адиабатического сжатия и воздух поступает на охлаждение фильтр-ловушки при температуре 45 °С, что, дополнительно снижает эффективность теплоотвода.

При учёте данного обстоятельства сходимость теплового баланса была достигнута, благодаря чему ещё раз подтверждены значения расхода охлаждающего воздуха, полученные прямым измерением.

Таким образом, для подачи воздуха в фильтр-ловушку при температуре 35 °С, было необходимо обе-

спечить его охлаждение перед вентилятором до 25 °С, чего достичь не удавалось даже при максимальном значении расхода через воздухоохладители.

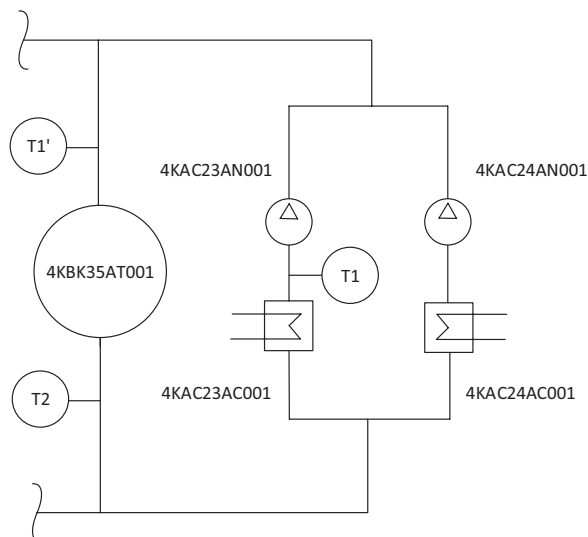


Рис. 8. Схема контроля температуры охлаждающего воздуха (Т1, Т2 – штатные средства, Т1' – дополнительная точка измерения температуры пирометром)

### Анализ эффективности работы водяных воздухоохладителей

В ходе анализа схемы технического водоснабжения была выявлена неоптимальная схема движения сред в воздухоохладителях. На Рис. 9 изображена противоточная схема, которая обеспечивает максимальную эффективность теплоотвода.

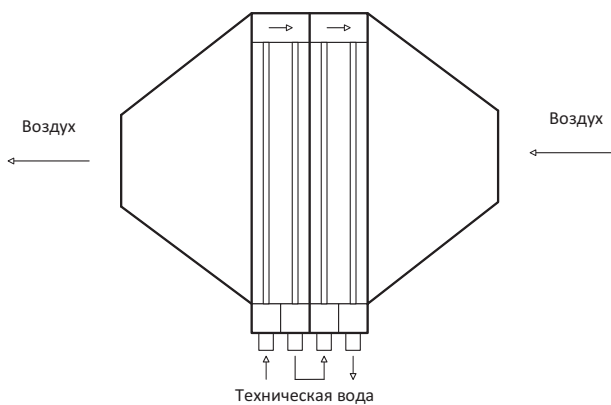


Рис. 9. Оптимальная (противоточная) схема движения сред

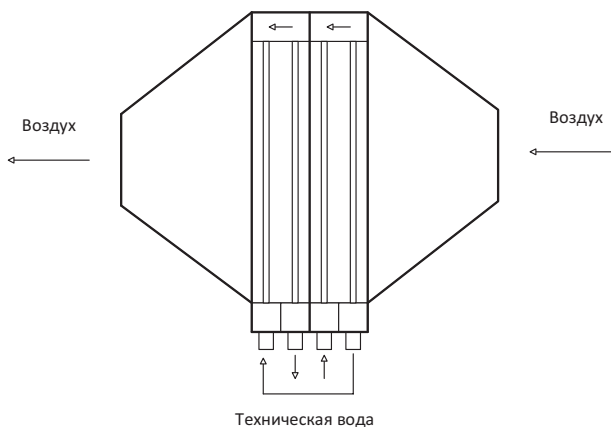


Рис. 10. Используемая смешанная схема движения сред

В проекте реализована менее эффективная схема, при которой в каждой из 2-х секций теплообменника движение среды противоточное, но порядок прохождения среды через секции соответствует прямой схеме (Рис. 10). Следовательно, конечная температура воздуха не может быть ниже конечной температуры подогретой в теплообменнике технической воды. Были даны рекомендации по изменению схемы обвязки теплообменников трубопроводами технической воды.

### Выводы

1) Режим, при котором охлаждение 3-х из 6 фильтроуловок системы очистки осуществляется работой 3-х или 4-х вентиляторов оказался нереализуем, т.к. одновременная работа пары вентиляторов, расположенных с одной стороны системы не является устойчивой

2) Для того, чтобы сделать этот режим возможным, было рекомендовано обеспечить вывод на СВБУ значений тока, потребляемого электродвигателями. Помимо прочего, это позволило бы сделать эксплуатацию системы более удобной, так как сейчас любое воздействие на арматуру по воздуху требует присутствия оперативного персонала с токоизмерительными клещами

3) Выполненный анализ аэродинамической характеристики вентилятора, показал, что проектная величина расхода воздуха (30000 м<sup>3</sup>/ч) ими обеспечена быть не может, фактическая величина расхода составляет не более 25000 м<sup>3</sup>/ч

4) С учётом аэродинамической характеристики, при использовании вентилятора **данного типа** достичь проектного расхода можно при замене электродвигателя на более мощный или снижения частоты вращения до 2700 - 2800 об/мин при помощи механического редуктора или преобразователя частоты

5) Было обнаружено наличие паразитных расходов воздуха через неплотную арматуру в обвязке отключенных вентиляторов. Дозаккрытие арматуры позволило увеличить мощность теплоотвода от фильтр-ловушки на 30%. И, соответственно, увеличить расход натрия

6) В ходе прямого измерения трубкой Пито, установлено, что расход воздуха, развиваемого вентиляторами при номинальном токе (154 А) составляет 24000-25500 м<sup>3</sup>/ч, что согласуется с анализом аэродинамической характеристики

7) Установлено, что при одинаковой нагрузке на электродвигателе вентилятора, работа вентилятора на две фильтр-ловушки по сравнению с работой на одну фильтр-ловушку обеспечивает увеличение мощности теплоотвода до 40% за счёт большей площади теплообменной поверхности и большего подогрева охлаждающего воздуха. Соответственно увеличивается и расход очищаемого натрия. Данный режим и был рекомендован в качестве основного. Т.е. при работе 2-х вентиляторов на 3 фильтр-ловушки, проектный режим обеспечить не удаётся, а при работе тех же 2-х вентиляторов на все 6 фильтр-ловушек, суммарный расход натрия соответствует проектному.

8) Температура воздуха, подаваемого на охлаждение фильтр-ловушек должна составлять плюс 35 °С, что составляет приблизительно 24–25 °С на всасе вентилятора. При номинальных расходах и температурах натрия, данная величина составила не менее 30–31 °С (что соответствует температуре воздуха на входе в фильтр-ловушки 40–42 °С). Столь высокая температура, очевидно, негативно сказывается на теплоотводе и приво-

дит к дополнительному снижению производительности системы.

9) Одной из причин высокой температуры воздуха на всасе вентиляторов является неэффективная схема движения сред в воздухоохладителях. Рекомендовано внести изменения в проектную документацию и выполнить перетрассировку трубопроводов технической воды с тем, чтобы обеспечить противоточную схему движения сред

## ОПЫТ ШВАРТОВНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ МАШИННОГО ОТДЕЛЕНИЯ ГОЛОВНОГО ПЛАВУЧЕГО ЭНЕРГОБЛОКА

*Волков М.В., Дунаев В.А.*

*Московский филиал «Центратомтехэнерго» АО  
«Атомтехэнерго»*

### Введение

Головной плавучий энергоблок (ПЭБ) — это стоечное судно с двумя реакторными установками КЛТ-40С, предназначенное для выработки тепловой и электрической энергии в составе плавучей атомной теплоэлектростанции малой мощности (ПАТЭС) в г. Певек. Одним из ключевых этапов ввода в эксплуатацию головного ПЭБ является этап швартовных испытаний на заводе-строителе. На данном этапе происходит комплексная проверка работы всего оборудования и систем головного ПЭБ.

Технология строительства ПЭБ отличается от технологии строительства энергоблоков АЭС, а также отличаются регламентирующие нормы и правила.

При выполнении пусконаладочных работ и проведении швартовных испытаний был использован положительный опыт ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС, который позволил оптимизировать процесс проведения швартовных испытаний. При проведении работ был сформирован систематизированный подход к выполнению швартовных испытаний технологических систем с учетом требований пусконаладочной документации и требований, предъявляемых к выполнению работ в новой для АО «Атомтехэнерго» судостроительной отрасли. Систематизированный подход включает в себя анализ заводской, проектной, рабочей, эксплуатационной, пусконаладочной документации, проверку качества монтажных работ и отчетной документации по выполненным работам, составление ведомости выявленных несоответствий, составление графиков устранения несоответствий и выполнения швартовных испытаний, проведение швартовных испытаний, оформление отчетно-сдаточной документации и аннотационных отчетов. Использование систематизированного подхода позволяет в полной мере оценить состояние технологической системы, выявить потенциальные риски невыполнения установленных сроков, исключить вероятность повторения аналогичных несоответствий для других систем. В процессе работ в проектную документацию внесены изменения,

позволяющие повысить безопасность эксплуатации технологического оборудования.

### Концепция плавучей атомной теплоэлектростанции

В основе концепции ПАТЭС лежат следующие положения.

ПАТЭС состоит из трех частей:

- ПЭБ;
- береговой площадки;
- гидротехнических сооружений.

ПЭБ представляет собой несамостоятельное (стоечное) судно, на котором располагаются реакторные установки (РУ) и паротурбинные установки (ПТУ), главная и аварийная электроэнергетические системы, вспомогательное оборудование (котельная установка, парогенераторы низкого давления, опреснительная установка, очистные станции и пр.), комплексная система управления технологическими процессами. Кроме того, на ПЭБ предусмотрено хранилище отработанного ядерного топлива и радиоактивных отходов, а также размещено перегрузочное оборудование. На ПЭБ имеются помещения для проживания персонала станции и общественные помещения. Таким образом, весь комплекс технологического оборудования по выработке электрической и тепловой энергии сосредотачивается на ПЭБ.

На береговой площадке ПАТЭС размещаются закрытое распределительное устройство, которое обеспечивает распределение и передачу потребителям электроэнергии, повышающие и понижающие трансформаторные подстанции, тепловой пункт, предназначенный для подготовки и выдачи потребителям теплофикационной воды, аккумуляторы горячей воды, очистные сооружения и инженерные сети. Береговая площадка оборудуется контрольно-пропускным пунктом для прохода на территорию ПАТЭС.

В комплекс гидротехнических сооружений входят специальный мол-причал с устройствами для раскрепления ПЭБ, берегоукрепление и подводный котлован. Мол-причал обеспечивает не только швартовку ПЭБ, но и его защиту от волновых воздействий. Подводный котлован образуется в результате дноуглубительных работ на акватории ПАТЭС и создает необходимые условия для работы систем охлаждения ПЭБ.

Разделение ПАТЭС на три части позволяет вести работы по сооружению станции тремя параллельными потоками. Строительство ПЭБ при этом осуществляется на заводе-строителе в условиях специализированного производства. Прошедший швартовные испытания на заводе-строителе ПЭБ буксируется на площадку ПАТЭС, где проходит окончательные испытания в составе станции. Такой подход позволяет достичь сокращения сроков создания ПАТЭС и снижения ее стоимости, повышения качества станции.

В проекте головного ПЭБ используются апробированные технологии. Предусматривается максимальное заимствование проверенных, отработанных систем и оборудования, не исчерпавших себя по уровню технических решений с учетом предстоящей многолетней эксплуатации головного ПЭБ, при одновременном использовании технических достижений и усовершенствований по результатам эксплуатации судовых установок.



## Основные характеристики головного плавучего энергоблока и его энергетических установок

Основные характеристики головного ПЭБ представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные характеристики головного ПЭБ

Наименование	Количество
Тип судна	Несамостоятельное стоечное
Класс регистра	КЕ*(2) А2
Основные массогабаритные и эксплуатационные характеристики	
Водоизмещение, тыс. т	21,5
Главные размеры:	
Длина наибольшая, м	144
Ширина наибольшая, м	30
Осадка по КВЛ, м	5,56
Высота борта до верхней палубы, м	10
Высота надстройки, м	около 30 м
Экипаж-вахта, чел.	70
Автономность, суток:	
по ядерному топливу	2,5-3 года
по органическому топливу	30
по запасам пресной воды	20
по запасам провизии	60
Показатели надежности:	
полный назначенный срок службы	35-40 лет
назначенный срок службы до заводского ремонта	10-12 лет
продолжительность ремонта	1 год
периодичность докования	10-12 лет
полный назначенный срок до ремонта основного оборудования	240-300 тыс. ч

Основные номинальные характеристики РУ головного ПЭБ представлены в таблице 2.

Таблица 2. Основные номинальные характеристики РУ головного ПЭБ

Наименование, размерность	Численное значение	
	при $T_{\text{нв}} = 104$ °С	при $T_{\text{нв}} = 170$ °С
Количество, шт.	2	
Тепловая мощность, МВт	150	
Давление первого контура, МПа	12,7 <sup>+1.5</sup> <sub>-0.9</sub>	
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	280 <sup>+5</sup> <sub>-2</sub>	
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	316 <sup>+5</sup> <sub>-2</sub>	
Паропроизводительность, т/ч	215	240
Давление перегретого пара на выходе из РУ, МПа (абс.)	3,66	3,71
Температура перегретого пара на выходе из РУ, °С	300	290
Эксплуатационный диапазон изменения мощности, % $N_{\text{ном}}$	10 - 100	
Время работы между перезагрузками активной зоны, лет	от 2,5 до 3	
Скорость изменения мощности РУ при нормальной эксплуатации, % $N_{\text{ном}}/с$	0,1	

Основные номинальные характеристики ПТУ головного ПЭБ представлены в таблице 3.

Таблица 3. Основные номинальные характеристики ПТУ головного ПЭБ

Наименование, размерность	Численное значение
Количество, шт.	2
Электрическая мощность на клеммах генератора при коэффициенте полезного действия (КПД) генератора 98%, МВт	35
Тепловая мощность, выдаваемая в промежуточный контур системы теплоснабжения, МВт (Гкал/ч)	29,075 (25)
Параметры пара перед турбоагрегатом: - давление (абсолютное), МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) - температура, °С	3,43(35); 285
Параметры питательной воды на выходе из ПТУ (за подогревателями высокого давления): - давление, не более МПа (кгс/см <sup>2</sup> ); - температура, °С; - солесодержание, мг/л	6,45(65,85); 170; 0,05
Температура охлаждающей воды, °С	10 (5 – 25)

ПТУ предназначены для преобразования тепловой энергии пара, получаемого в РУ, в электрическую и для нагрева воды в промежуточном контуре системы теплоснабжения.

Паровая турбина активная одноцилиндровая однопоточная с одним регулируемым и двумя нерегулируемыми отборами пара. Парораспределение турбины – дроссельное. Давление пара в регулируемом отборе регулируется поворотной диафрагмой.

На головном ПЭБ установлены две ПТУ.

### Технологические системы машинного отделения головного плавучего энергоблока

Основным оборудованием машинного отделения является ПТУ. Машинные отделения головного ПЭБ изолированы между собой и располагаются побортно в носовой части судна. При этом машинные отделения имеют общие технологические системы. Основными системами машинного отделения являются:

– паровая турбина с парораспределением, стопорными клапанами, системой регулирования и защиты, основной и резервной системами травления пара с регулирующими клапанами и дроссельно-увлажнительным устройством, гидравлическим валоповоротным устройством;

- электрогенератор;
- главный конденсатор с баком-расширителем, конденсатосборником и предохранительными устройствами;
- система маслоснабжения ПТУ. Система предназначена для смазки подшипников турбогенератора, электропитательных насосов, подвода силового масла к элементам регулирования и защиты, сепарации масла в главном маслобаке;
- система охлаждения ПТУ забортной водой. Система предназначена для подачи забортной воды на охлаждение главного конденсатора, маслоохладителей и охладителей системы охлаждения генератора;
- система охлаждения ПТУ пресной водой. Система предназначена для отвода тепла от: воздухоохладителей генератора и его системы возбуждения, системы охлаждения паров и аэрозолей масла,

электродвигателей главных циркуляционных насосов, разводячного питательного насоса, охладителя конденсата;

- питательная система. Система предназначена для непрерывного снабжения РУ питательной водой во всех эксплуатационных режимах;
- конденсатная система. Система предназначена для сбора и очистки конденсата, его обескислороживания, отвода конденсата от регенеративных подогревателей, подогревателей воды промежуточного контура, опреснительной установки (ОУ) и парогенератора низкого давления (ПГНД);
- система главного пара. Система предназначена для подачи перегретого пара от коммуникаций пара парогенератора к потребителям;
- система отработавшего пара. Система предназначена для приема пара от отборов главной турбины и подачи его к регенеративным подогревателям, деаэратору и подогревателям промежуточного контура;
- система вспомогательного пара. Система предназначена для подачи перегретого пара к эжекторам ПТУ, регулятору давления пара в уплотнениях, деаэратору, пиковому подогревателю системы промежуточного контура, ПГНД и ОУ;
- система промежуточного контура. Система предназначена для передачи тепловой энергии от пара второго контура в тепловую сеть берега.  
Системы общие для двух ПТУ:
- система приема, выдачи и перекачки турбинного масла. Система предназначена для приема турбинного масла в цистерны запаса масла с помощью внешних средств, заполнения баков масляных, откачки масла из баков масляных в цистерны отработанного масла или на берег, выдачи запасного и отработанного турбинного масла на берег;
- система приема и перекачки питательной воды. Система предназначена для приема питательной воды с берега и выдачи ее на берег, а также перекачки питательной воды в пределах ПЭБ;
- системы продувания паровых систем. Системы предназначены для отвода конденсата и пароконденсатной смеси в процессе прогревания паровых систем, оборудования ПТУ и теплообменных аппаратов при вводе их в действие и осушения их при выводе из действия, а также для непрерывного отвода конденсата при работе трубопроводов отработавшего пара;
- система загрузки, выгрузки ионитов и гидроперегрузки ионитных фильтров 2 контура. Система предназначена для: перегрузки свежих ионитов из транспортных емкостей (бидонов) в перегрузочную цистерну - воронку свежих ионитов, перегрузки свежих ионитов из перегрузочной цистерны - воронки устройством перегрузки ионитов с эжектором в цистерны перегрузки - хранения запаса свежих смешанных ионитов, выгрузки отработавших ионитов из фильтров через цистерну выгрузки отработавших ионитов в транспортные емкости, загрузки свежих ионитов из цистерн перегрузки - хранения запаса свежих ионитов в фильтры, перегрузки ионитов фильтров системы водоподготовки.

## **Выполнение швартовых испытаний технологических систем машинного отделения головного плавучего энергоблока**

Решение о привлечении специалистов АО «Атомтехэнерго» для выполнения швартовых испытаний головного ПЭБ с целью сокращения сроков строительства и повышения качества проведения швартовых и комплексных швартовых испытаний было принято по результатам совместного совещания по рассмотрению хода работ по строительству головного ПЭБ проекта 20870 от 24.05.2017 г. Совещание проходило под председательством генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» Петрова А. Ю. и президента АО «Объединенная судостроительная корпорация» Рахманова А. Л. Во исполнение поручений руководства и достигнутых договоренностей между АО «Атомтехэнерго» и АО «Балтийский завод» был заключен договор на выполнение швартовых испытаний технологических систем центрального отсека, помещений по обращению с отработавшим ядерным топливом, машинного отделения № 1. Специалистами Московского филиала «Центратомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» выполнялись швартовые испытания технологических систем центрального отсека, блока помещений по обращению с ядерным топливом и машинного отделения № 1.

В соответствии с требованиями технического задания в полном объеме выполнены швартовые испытания следующих технологических систем машинного отделения № 1:

- система маслоснабжения ПТУ-1;
- система охлаждения ПТУ-1 заборной водой;
- система охлаждения ПТУ-1 пресной водой;
- питательная система ПТУ-1;
- конденсатная система ПТУ-1;
- система главного пара ПТУ-1;
- система отработавшего пара ПТУ-1;
- система вспомогательного пара ПТУ-1;
- система промежуточного контура ПТУ-1;
- испытания на не введенном в действие ТГ-1.

При выполнении пусконаладочных работ и проведении швартовых испытаний был использован положительный опыт ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС, который позволил оптимизировать процесс проведения швартовых испытаний. Ранее у специалистов АО «Атомтехэнерго» отсутствовал опыт проведения наладочных работ и испытаний технологических систем судов с ядерной энергетической установкой на площадке завода-строителя.

Выполнив анализ требований нормативной документации судостроительной отрасли и стандартов предприятия был сформирован систематизированный подход к выполнению швартовых испытаний технологических систем с учетом требований пусконаладочной документации и требований, предъявляемых к выполнению работ со стороны заказчика.

На подготовительном и первоначальном этапах выполнялся анализ основной заводской, проектной, рабочей, эксплуатационной, пусконаладочной документации. По результатам анализа выявленные замечания и несоответствия были представлены на рассмотрение заказчику. По результатам рассмотрения замечания и несоответствия оформлялись и согласовывались с заказчиком. Далее заказчик направлял их проектировщи-

ку головного ПЭБ АО «ЦКБ Айсберг» для рассмотрения и устранения. Специалистами АО «Атомтехэнерго» выполнялось сопровождение внесения изменений в конструкторскую, пусконаладочную документацию и временную эксплуатационную документацию.

Перед началом проведения швартовных испытаний технологических систем и оборудования специалистами АО «Атомтехэнерго» выполнялась проверка качества монтажных работ и анализ отчетно-сдаточной документации по результатам выполненных работ. Выявленные по результатам несоответствия и дефекты оборудования систематизировались в ведомости выявленных дефектов и несоответствий. Ведомости передавались заказчику для организации работ по устранению выявленных замечаний специалистами завода-строителя и другими участниками процесса строительства головного ПЭБ. При составлении ведомостей учитывались, как вновь выявленные дефекты и несоответствия, так и замечания, ранее выявленные представителями экипажа, но не устраненные. Далее специалистами АО «Атомтехэнерго» выполнялось сопровождение работ по устранению выявленных замечаний и оформлению отчетно-сдаточной документации по результатам выполненных работ.

При условии выполнения исходных требований методики испытаний и устранения выявленных замечаний специалисты АО «Атомтехэнерго» могли приступить к выполнению швартовных испытаний. Последовательность проведения испытаний определялась утвержденным графиком проведения швартовных испытаний и ежедневно формирующимся суточными заданиями. Испытания выполнялись в соответствии с требованиями стандартов предприятия и методик проведения швартовных испытаний. Изначально выполнялась проверка исправности оборудования, проектного функционирования систем автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) и электротехнического оборудования. Далее проводились швартовные испытания оборудования. Результаты испытаний предъявлялись мастеру участка технического контроля (УТК) цеха владельца оборудования. На основании результатов мастер УТК принимал решение о предъявлении системы заказчику и представителю Российского морского регистра судоходства. Результаты испытаний фиксировались в таблицы приложений к методике испытаний и заверялись подписями мастера УТК, представителя заказчика. По окончании испытаний и выполнению всех требований методики испытаний оформляется извещение об успешном проведении швартовных испытаний системы и делается запись в журнале удостоверений швартовных. Заполненный контрольный экземпляр методики передается в отдел технического контроля заказчика.

Помимо предусмотренной стандартами предприятия отчетно-сдаточной документации специалистами АО «Атомтехэнерго» по результатам выполненных швартовных испытаний оформлялись аннотационные отчеты с подробным описанием хода выполнения работ, выявленные замечания и несоответствия, результаты достижения успешности критериев и требований методики испытаний. Аннотационный отчет согласовывается с заказчиком и является документом, подтверждающим выполнение работ в соответствии с требованиями технического задания.

В результате выполнения швартовных испытаний технологических систем машинного отделения специ-

алистами АО «Атомтехэнерго» подготовлены и оформлены материалы для выпуска 62 оперативных решений касемо технологического оборудования, АСУ ТП, электротехнических устройств. Кроме того, по результатам анализа пусконаладочной документации выпущено 14 оперативных решений на корректировку методик швартовных испытаний. Выполнено опробование 22 электронасосных агрегатов, 85 единиц дистанционно-управляемой запорной и регулирующей арматуры. Налажено и проверено с воздействием на технологическое оборудование 159 алгоритмов. Все запланированные работы на технологических системах машинного отделения выполнены в срок и в соответствии с требованиями технического задания.

Использование систематизированного подхода при выполнении пусконаладочных работ и проведении швартовных испытаний позволило сформировать последовательность выполнения работ при проведении швартовных испытаний технологической системы, определить механизм взаимодействия со специалистами завода-строителя, заказчика, проектных и наладочных организаций. Показателем эффективности применения системного подхода является сокращение времени на организацию и проведение швартовных испытаний технологических систем, выполненных на завершающем этапе работ.

## Выводы

В результате проделанной работы достигнуты намеченные цели и выполнены поручения руководства АО «Концерн Росэнергоатом». Специалисты АО «Атомтехэнерго» получили опыт выполнения пусконаладочных работ и проведения швартовных испытаний технологических систем в новых условиях судостроительной отрасли. Полученный опыт предполагается в дальнейшем использовать при выполнении наладочных работ на судах и плавсредствах с ядерными энергетическими установками.

## Список литературы

1. Ядерная энергетическая установка плавучего энергоблока проекта 20870. Отчет по обоснованию безопасности. Главы 1, 6, 13.
2. Технический проект. Плавучий энергетический блок с реакторными установками КЛТ-40С. Спецификация. Часть 1, 2.
3. РД 5Р.0347-93 Суда гражданского назначения. Порядок проведения испытаний и приемки.
4. СТП БЗС-241-2012. Стандарт предприятия. Организация и порядок проведения испытаний и приемки заказов верфи. ООО «Балтийский завод – Судостроение».
5. СТП БЗС-320-2014. Стандарт предприятия. Контроль и испытания продукции. ООО «Балтийский завод – Судостроение».

# РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГОЛОВНОГО ПЛАВУЧЕГО ЭНЕРГОБЛОКА

*Дунаев В.А., Волков М.В.*

*Московский филиал «Центратомтехэнерго» АО  
«Атомтехэнерго», Москва*

## Введение

Вопрос о повышении эффективности эксплуатации оборудования тепловых и атомных станций, в том числе и плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС), является одним из наиболее актуальных вопросов, стоящих перед эксплуатирующими организациями [1]. ПАТЭС, являющаяся атомной станцией малой мощности (АСММ), состоит из плавучего энергоблока (ПЭБ) с двумя реакторными установками КЛТ-40С, береговой площадки и гидротехнических сооружений. Головной ПЭБ и ПАТЭС в целом – это инновационные проекты, аналогов которым в мире не существует. Необходимость анализа эффективности и оптимизации работы оборудования и технологических систем является важной задачей, как на этапах ввода в эксплуатацию ПАТЭС, так и при ее дальнейшей работе. В соответствии с приказом АО «Концерн Росэнергоатом» № 9/1190-п от 04.09.2017 направление АСММ является приоритетным в развитии атомной энергетики России [2]. Специалисты Московского филиала «Центратомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» выполняли швартовные испытания технологических систем головного ПЭБ на АО «Балтийский завод».

Одним из наиболее важных узлов ПЭБ является паротурбинная установка (ПТУ) ТК-35/38-3,4с, которая обладает высокими маневренными характеристиками. Благодаря теплофикационному отбору с перепускающей пар поворотной диафрагмой между частью высокого давления (ЧВД) и частью низкого давления (ЧНД) турбины ПТУ может изменять свою электрическую мощность, выдаваемую в электрическую сеть, и тепловую мощность, передаваемую через промежуточный контур выдачи тепла на берег. Проектная номинальная электрическая мощность ПТУ составляет 35 МВт, а проектная тепловая мощность 25 Гкал/ч. Пределы изменения электрической мощности составляют 22,2 ÷ 38 МВт. Пределы изменения тепловой мощности составляют 0 ÷ 73 Гкал/ч.

Режимы работы ПТУ головного ПЭБ, как инновационного проекта, требуют дополнительного анализа проектных решений и эффективности, оптимизации, а также верификации (подтверждения) расчетных характеристик (коэффициент полезного действия турбоустановки, электрическая мощность на клеммах генератора, тепловая мощность, передаваемая промежуточному контуру выдачи тепла на берег и т.д.). Одним из инновационных способов решения указанной задачи является разработка статистических математических моделей турбоустановки, оборудования и технологиче-

ских систем ПТУ с помощью нейросетевых технологий. Результатом такой работы должен стать программный продукт, который на основе анализа данных и расчетов в режиме реального времени позволяет пользователю построить электронные режимные карты работы ПТУ, зависимости ключевых показателей эффективности от других параметров работы ПТУ и получить рекомендации по повышению эффективности эксплуатации.

Опробование программного продукта можно осуществить на головном ПЭБ в составе ПАТЭС в г. Певек.

Данный программный продукт рассматривается в статьях «К вопросу о повышении эффективности и безопасности эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС» в журнале «Глобальная ядерная безопасность» [3] и «Повышение эффективности эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС» в сборнике материалов Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» [4]. В рамках работ, описываемых в статьях, сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина был разработан программный комплекс по расчету эффективности работы турбопитательного насосного агрегата (ТПН) ОК-12А № 1 и удельного расхода тепловой энергии для его работы. Программный комплекс, использующий для расчета нейросетевые модели оборудования, рассчитывает указанные характеристики в одной точке, в рабочем диапазоне параметров и строит электронные режимные карты работы оборудования. Например, работы по данному направлению запланированы на 2018 год на ТПН энергоблоков № 1, 2 Калининской АЭС в рамках мероприятий, направленных на снижение потребления энергии на собственные нужды ТПН.

Технология является универсальной и может быть применена для анализа эффективности, оптимизации работы и верификации расчетных характеристик турбоустановок ПЭБ и другого оборудования ПАТЭС при изменении их режима работы, а также для аналогичных целей на новых АСММ.

## Краткая характеристика головного плавучего энергоблока

ПЭБ представляет собой несамостоятельное (стоечное) судно, на котором располагаются две реакторные КЛТ-40С и ПТУ ТК-35/38-3,4с, главная и аварийная электроэнергетические системы, вспомогательной оборудование (котельная установка, парогенераторы низкого давления, опреснительная установка, очистные станции и пр.), автоматизированная система управления технологическими процессами. Весь комплекс технологического оборудования по выработке электрической и тепловой энергии сосредотачивается на ПЭБ.

ПТУ предназначена для преобразования тепловой энергии пара, получаемой в реакторной установке (РУ), в электрическую и тепловую для нагрева воды в промежуточном контуре выдачи тепла на берег. Основные характеристики ПТУ ТК-35/38-3,4с приведены в таблице.

## Основные технические характеристики ПТУ ТК-35/38-3,4с

Наименование параметра	Номинальный спецификационный режим	Режим максимальной электрической мощности	Режим максимальной тепловой мощности
Электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	35	38,50	22,20
Номинальная частота вращения ротора, 1/с	50	50	50
Суммарное количество тепла, выдаваемое в промежуточный контур, Гкал/ч	25	0	73,08
Абсолютное давление свежего пара перед ПТУ, МПа	3,43	3,43	3,43
Температура свежего пара перед ПТУ, °С	284	284	284
Расход свежего пара на ПТУ, т/ч	221	221	170
Абсолютное давление пара в камере регулируемого теплофикационного отбора турбины, МПа	0,36	0,36	0,36
Расход пара из регулируемого теплофикационного отбора турбины, т/ч	66,60	20	97,10
Расход пара на пиковый подогреватель, т/ч	0	0	45,60
Расход питательной воды, т/ч	235	235	235
Абсолютное давление питательной воды за подогревателями высокого давления (ПВД), МПа	6,47	6,47	6,47
Температура питательной воды за ПВД, °С	170	104	104
Расход заборной воды на входе в ПТУ, м³/ч	5400	5400	2700
Температура воды промконтуров прямая, °С	130	0	165
Температура воды промконтуров обратная, °С	70	0	78
Абсолютное давление пара в конденсаторе, МПа	0,005	0,007	0,005
Абсолютное давление пара в первом отборе, МПа	0,91	0,95	-
Абсолютное давление пара в третьем отборе, МПа	0,094	0,075	0,040
Удельный расход пара, кг/кВт·ч	6,31	5,75	7,65

ПТУ работает в трех основных режимах, указанных в таблице выше. Переход между режимами и регулирование подачи пара в ЧНД турбины и в теплофикационный отбор в номинальном спецификационном режиме осуществляется поворотной диафрагмой, которая перекрывает подачу пара из ЧВД в ЧНД турбины, открывая и закрывая окна к сопловой решетке первой ступени ЧНД. При полностью открытой поворотной диафраг-

ме весь пар поступает в ЧНД турбины, и ПТУ работает в режиме максимальной тепловой мощности, а теплофикационный отбор и регенерация высокого давления отключены. При срабатывании аварийной защиты турбины поворотная диафрагма полностью закрывается, подача пара в ЧНД прекращается. Теплофикационный отбор также отключается.

Большую часть времени ПТУ работает в режиме от 60 до 90 % от номинальной мощности. Режим работы ПТУ меняется автоматическим перемещением поворотной диафрагмы системой автоматического регулирования турбины. При этом меняются режимы работы оборудования и технологических систем ПТУ и РУ. По причине того, что ПТУ совместно с РУ в процессе эксплуатации ПЭБ будут работать в переменном режиме от 30 до 110% от номинальной мощности, режим работы турбоустановки со связанными технологическими системами, в том числе и эффективный режим, будет неопределенным. Наибольшее влияние на режимы работы турбоустановки будут оказывать системы, непосредственно связанные с ключевыми узлами изменения режима работы – поворотной диафрагмой, регулирующими клапанами на паровпуске и клапанами травления на байпасе турбины.

### Программный комплекс для определения эффективного режима работы оборудования головного плавучего энергоблока

Для решения задачи анализа, оптимизации и верификации работы маневренной турбоустановки в различных режимах предлагается использовать программный комплекс, включающий в себя математическую модель, разработанную с помощью нейронной сети [5].

Упрощенная структура нейронной сети представлена на рисунке 1. Она состоит из входного слоя, на нейроны которого приходит исходная информация, и выходного слоя, с нейронов которого выходят рассчитанные ключевые функции. Между входным и выходным слоем располагаются скрытые слои, количество которых задается разработчиком перед началом обучения модели в зависимости от опыта предыдущих обучений. Каждый скрытый слой состоит из заданного разработчиком количества нейронов. Все нейроны связаны друг с другом связями, которые обладают своими весовыми коэффициентами.

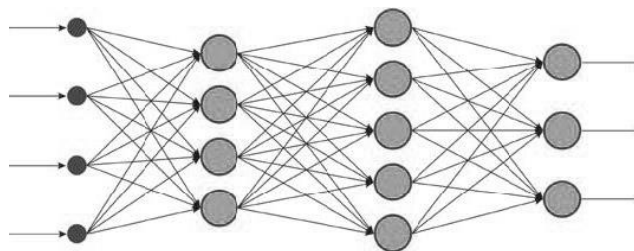


Рис. 1. Упрощенная структура нейронной сети

С помощью нейросетевой модели можно связать выходные данные с входными без ввода математических зависимостей, что значительно упрощает процесс моделирования. Основным преимуществом нейросетевых моделей является возможность аппроксимации по экспериментальным данным самых сложных нелинейных зависимостей произвольного и заранее неизвестного

вида в условиях ограниченности исходных данных. При этом точность расчета не уступает, либо превосходит точность расчета математических моделей, основанных на методе полиномиальной регрессии.

Перед использованием нейросетевой модели в качестве расчетного модуля программного комплекса ее требуется обучить наиболее подходящим под данную задачу способом (генетический алгоритм, обучение с обратной связью, самообучаемая модель и т.д.). Нейросетевая модель обучается на основе параметров, снятых со средств измерений, установленных на технологических системах работающего энергоблока. В пределах принятого диапазона параметров она является адекватной и точной.

Для обучения нейросетевой модели работы турбоустановки требуется собрать достаточный объем данных (несколько десятков тысяч временных точек из комплексной системы управления техническими средствами КСУ ТС) с работающего в эксплуатационном режиме энергоблока ПЭБ. Данные подразделяются на входные (определяющие) и выходные (определяемые). В качестве входных параметров выступают:

- давление, температура и расход пара на байпасе и паровпуске турбины, в отборах, на выхлопе турбины перед главным конденсатором;
- давление, температура и расход пара в систему регулирования давления пара уплотнений турбины, на подогреватель низкого давления, на опреснительные установки;
- разрежение в главном конденсаторе;
- давление, расход, температура питательной воды до парогенераторов;
- давление, расход, температура основного конденсата до деаэрата;
- расход охлаждающей забортной воды в главный конденсатор;
- давление, температура и расход пара на подогреватели и пиковый подогреватель промежуточного контура выдачи тепла на берег;
- температура прямой и обратной воды промежуточного контура выдачи тепла на берег;
- степени открытия регулирующих клапанов, поворотной диафрагмы, клапанов травления, регуляторов температуры на подогреватели промежуточного контура, питательных клапанов за главными питательными насосами;
- частота вращения ротора турбогенератора;
- электрическая мощность турбогенератора.
- В качестве выходных параметров выступают:
- электрическая мощность на клеммах генератора, МВт;
- тепловая мощность энергоблока, передаваемая через промежуточный контур на берег, Гкал/ч;
- коэффициент полезного действия (КПД) турбоустановки;
- удельный расход тепловой энергии перегретого пара на 1 МВт электрической мощности;
- отношение тепловой мощности, передаваемой промежуточному контуру, к вырабатываемой электрической мощности на клеммах генератора.

С видеокadra автоматизированного рабочего места ведущего инженера управления блока (ВИУБ) можно задать мощность на клеммах генератора, поэтому она может являться входным регулируемым параметром, определяющим режим работы турбоустановки.

Удельный расход тепловой энергии перегретого пара на 1 МВт электрической мощности будет определяться по формуле (1).

$$q_3 = \frac{Q_0}{W_3}, \quad (1)$$

где  $q_3$  – удельный расход тепловой энергии перегретого пара для выработки электроэнергии;  $Q_0 = G_0(h_0 - h_{ne})$  – полная тепловая энергия пара после парогенератора, МВт;  $G_0$  – расход перегретого пара на выходе из парогенератора, кг/с;  $h_0$  – энтальпия перегретого пара, подходящего к ПТУ, Дж/кг;  $h_{ne}$  – энтальпия питательной воды на выходе из ПТУ, Дж/кг;  $W_3$  – электрическая мощность на клеммах генератора, МВт.

Отношение тепловой мощности, передаваемой промежуточному контуру, к вырабатываемой электрической мощности на клеммах генератора будет определяться по формуле (2).

$$q_m = \frac{W_m}{W_3}, \quad (2)$$

где  $q_m$  – отношение тепловой мощности, передаваемой промежуточному контуру, к вырабатываемой электрической мощности на клеммах генератора;  $W_m = (D_2 - D_{n\delta\delta-2} - D_{dea}) \cdot (h_2 - ctk_{nnk})$  – тепловая мощность, передаваемая промежуточному контуру выдачи тепла на берег через подогреватели в номинальном спецификационном режиме, МВт

или

$W_m = (D_2 - D_{n\delta\delta-2} - D_{dea}) \cdot (h_2 - ctk_{nnk}) + D_{nn}^1 \cdot (h_1 - ctk_{nn})$  – тепловая мощность, передаваемая промежуточному контуру выдачи тепла на берег через подогреватели в режиме максимальной тепловой мощности с дополнительной подачей пара на пиковый подогреватель от первого отбора турбины, МВт

или

$W_m = (D_2 - D_{n\delta\delta-2} - D_{dea}) \cdot (h_2 - ctk_{nnk}) + D_{nn}^2 \cdot (h_0 - ctk_{nn})$  – тепловая мощность, передаваемая промежуточному контуру выдачи тепла на берег через подогреватели в режиме максимальной тепловой мощности с дополнительной подачей пара на пиковый подогреватель перегретого свежего пара, МВт;  $D_2$  – расход пара в теплофикационный отбор, кг/с;  $D_{dea}$  – расход пара на деаэрактор из теплофикационного отбора, кг/с;  $h_2$  – энтальпия пара во втором отборе, Дж/кг;  $ctk_{nnk}$  – энтальпия конденсата греющего пара в подогревателях промежуточного контура, Дж/кг;  $D_{nn}^1$  – расход пара на пиковый подогреватель промежуточного контура из первого отбора турбины, Дж/кг;  $h_1$  – энтальпия пара в первом отборе, Дж/кг;  $ctk_{nn}$  – энтальпия конденсата греющего пара в пиковом подогревателе, Дж/кг;  $D_{nn}^2$  – расход перегретого пара на пиковый подогреватель промежуточного контура, Дж/кг.

Коэффициент полезного действия турбоустановки будет определяться по формуле (3).

$$\eta_{my} = \frac{W_3}{Q_0 - W_m} = \frac{1}{q_3 - q_m}, \quad (3)$$

где  $\eta_{my}$  – КПД турбоустановки.

В качестве регулируемых параметров ПТУ, на которые ВИУБ может воздействовать с видеокadra управления режимами работы ПТУ, выступают:

- давление пара перед стопорными клапанами;
- частота вращения ротора турбогенератора;

- электрическая мощность на клеммах генератора;
- давление пара в теплофикационном отборе.

Для устранения шумов, повышающих неопределенность расчетов нейросетевой модели, требуется исключить ошибочные данные, снятые с КСУ ТС, а также использовать те входные параметры, которые оказывают наибольшее влияние на выбранные выходные параметры. Все операции по подготовке исходных данных проводятся в Microsoft Excel.

Преимущество нейросетевых моделей по сравнению с моделями, построенными на основе уравнений регрессии, заключается в том, что разработчику можно не определять вид зависимости между входными и выходными параметрами, а сами зависимости могут быть сколько угодно сложными. Разработчик должен задать перечень входных и выходных параметров для нейросети, определить ее структуру (количество скрытых слоев, количество нейронов в слоях и т.д.), метод и параметры обучения. Затем в процессе многократных циклов обучения модели нейросеть сама определяет зависимости. Результатом обучения будут являться весовые коэффициенты, которые связывают нейроны всех слоев нейросети. Сигнал, подаваемый на входной слой нейросети, многократно пройдет через разные нейроны, постоянно изменяясь в зависимости от весовых коэффициентов, пока не дойдет до выходного слоя, который выдает результат расчета (выходной параметр). Нейросетевая модель в некотором смысле имитирует работу человеческого мозга, определяя результат по ограниченному набору исходных данных.

После окончания обучения требуется верифицировать правильность полученных зависимостей выходных параметров от входных. При неудовлетворительном результате верификации необходимо вернуться к обучению модели, пока не будут достигнуты адекватность и максимально возможная точность нейросетевой модели.

По результатам обучения нейросетевой модели компилируется .dll – файл динамических библиотек, кото-

рый затем можно встроить в программный код языка Microsoft C# и C+.

Обученная модель оформляется в виде программного комплекса, разработанного с помощью Microsoft C# или другого объектно-ориентированного языка программирования (Microsoft C+, Python и т.д.).

По причине того, что головной ПЭБ находится на этапе ввода в эксплуатацию, приведем в качестве примера программу, разработанную сотрудниками Ивановского энергетического университета им. В.И. Ленина и зарегистрированную федеральной службой по интеллектуальной собственности (Роспатент) под номером 2016613350 от 24.03.2016 г. для анализа эффективности работы питательного насосного агрегата с турбоприводом № 1 энергоблока № 2 Калининской АЭС. Данный инструмент универсален и может быть применен для расчета эффективности работы турбоустановки головного ПЭБ.

Общий вид программного комплекса представлен на рисунке 2.

На первой вкладке производится расчет выходных параметров работы рассматриваемой установки в одной точке. Требуется ввести набор входных параметров и после расчета программный комплекс выведет значения выходных параметров, соответствующие набору входных параметров в один момент времени.

Одной из особенностей программного комплекса является возможность определения зависимости выходных параметров от входных в заданном диапазоне. Вкладка с расчетом приведена на рисунке 3.

Здесь необходимо ввести диапазон исходных данных и рассчитать изменение расчетных характеристик на длине диапазона введенных исходных данных. В левой части окна программного комплекса отображаются графики изменения расчетных характеристик. В случае расчета эффективности работы турбоустановки, когда выходных параметров несколько, полученные графики можно вывести совместно в одной системе координат, как показано на рисунке 3. В таком случае можно найти наиболее

Определение эффективности в точке | Определение эффективности в диапазоне

Тракт питательной воды

Рвх буст. насос (кгс/см2): 8,64

Рвых гл. насоса (кгс/см2): 82

Q расход пит. воды (т/ч): 3024

Подача пара на приводную турбину

G расход пара на ТПН (т/ч): 58,8

T темп. пара на ТПН (С): 228,3

P пара до стоп. клапана (кгс/см2): 8,45

P пара за рег. клапаном (кгс/см2): 4,83

Параметры пара и охлаждающей воды в конденсаторе

P пара в конд. (кгс/см2): -1

T темп. пара в конд. (С): 25

T охл. воды на входе в конд. (С): 15,45

T охл. воды на выходе из конд. (С): 20,95

Проверка во время заполнения

Ввод примера данных | Расчет эффективности | Предварительная проверка

Результаты расчета

Эффективность работы ТПН (%): 14,576

Удельный расход тепловой энергии (кДж/кг): 54,453

Рис. 2. Общий вид программного комплекса

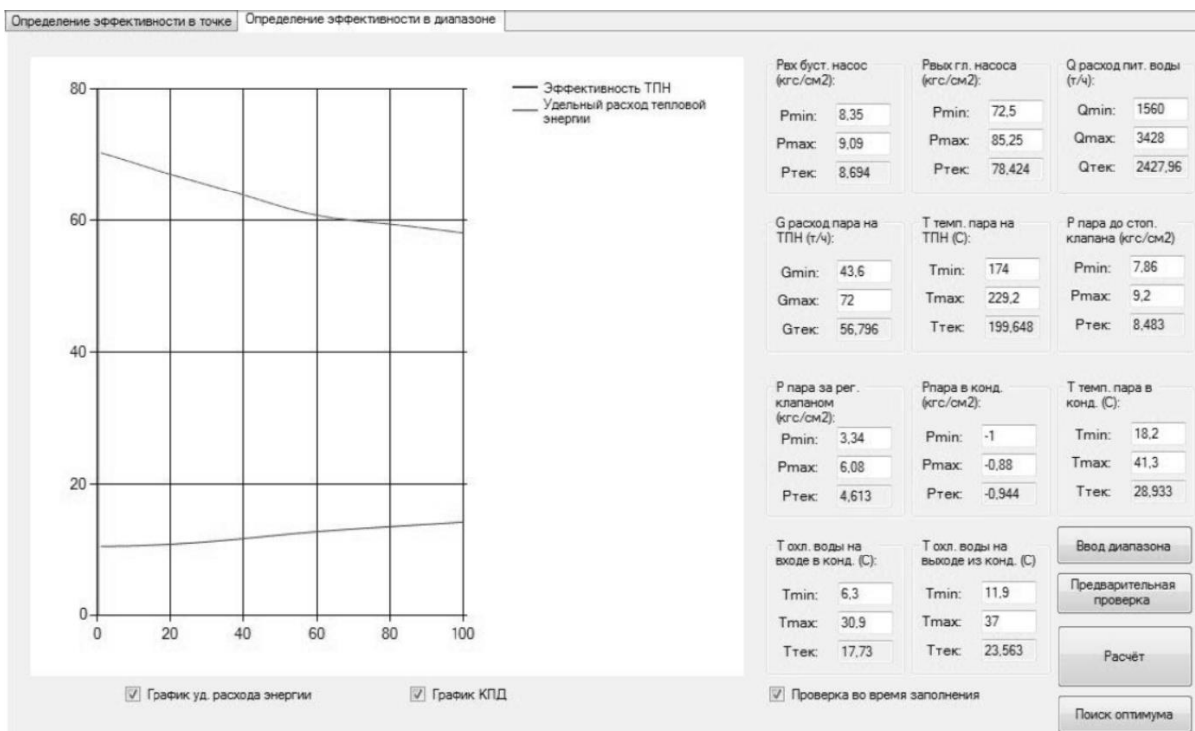


Рис. 3. Вкладка расчета определяемых параметров в пределах заданного диапазона входных параметров

эффективные точки работы турбоустановки и вычислить оптимальные для этого режима входные параметры.

В случае выхода исходных данных за диапазон обучения программный комплекс выполнит расчет выходных параметров, но методом экстраполяции, что может критически сказаться на точности расчета.

Для предотвращения некорректного ввода данных в программный комплекс внесены ограничения на ввод исходных данных, что позволяет исключить вероятность неверного расчета выходных параметров.

Важной особенностью программного комплекса является поиск оптимума. Необходимо ввести диапазон изменения указанных выше регулируемых параметров при остальных постоянных. После нажатия на кнопку «Поиск оптимума» программа начнет перебирать всевозможные комбинации регулируемых параметров для получения наиболее высокого КПД турбоустановки, как показано на рисунке 4.

Программный комплекс на основе полученных данных может построить трехмерные электронные режим-

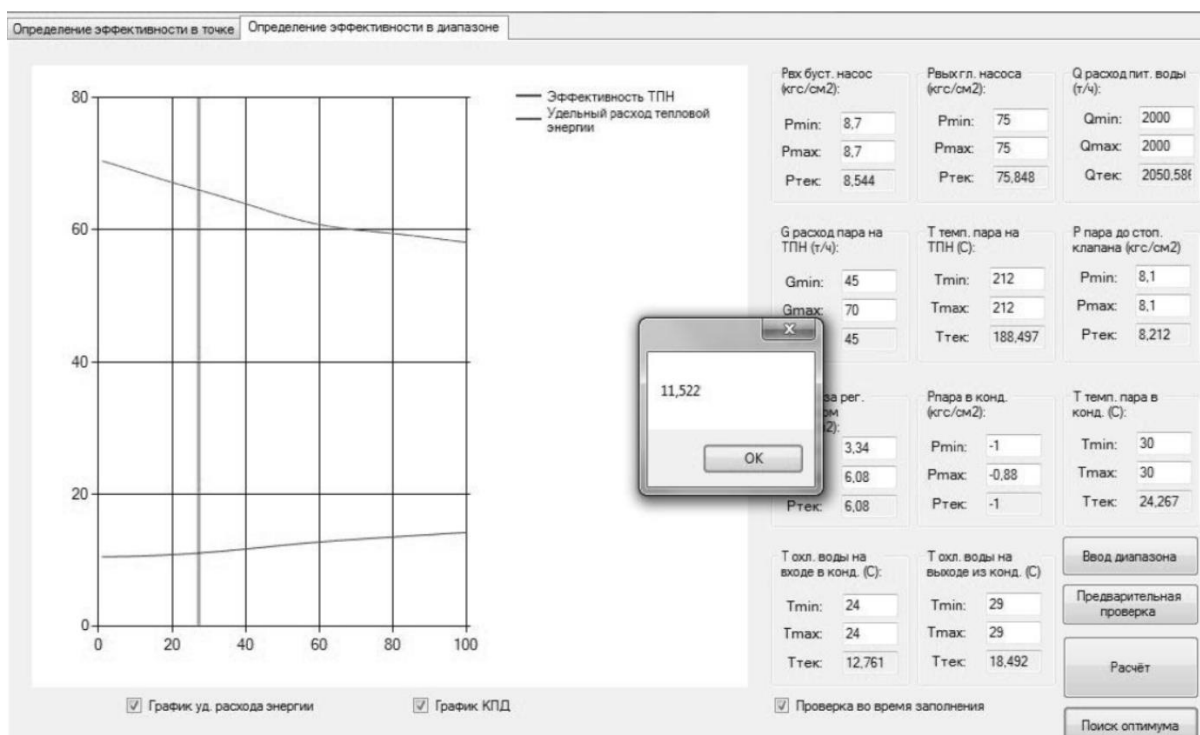


Рис. 4. Поиск оптимальных значений ключевых показателей эффективности



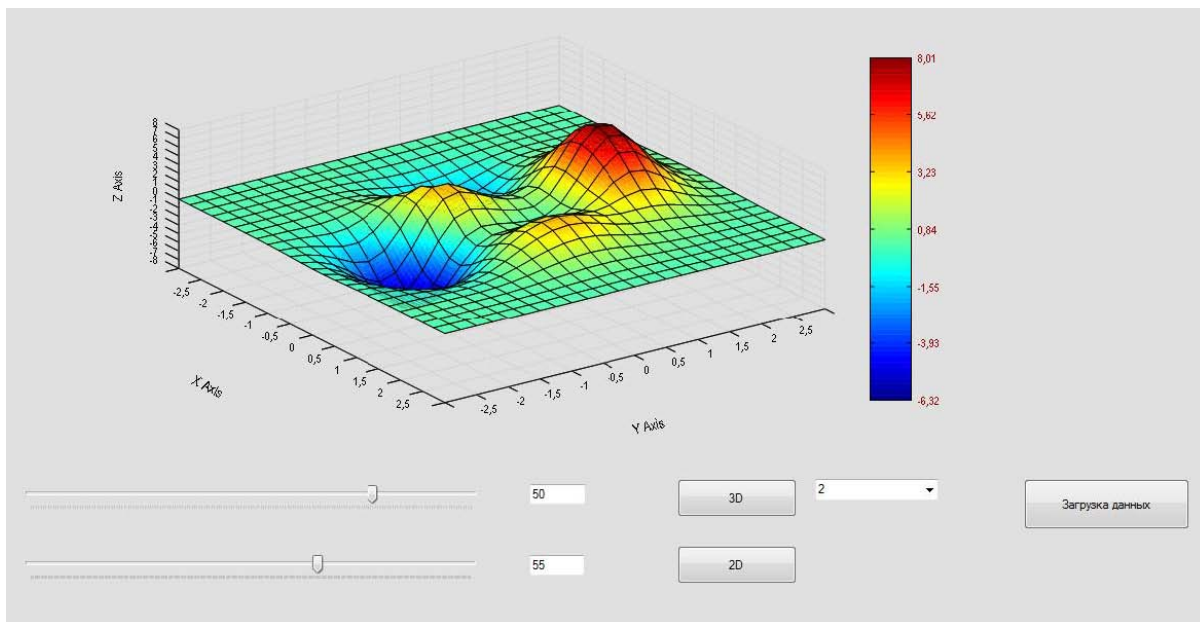


Рис. 5. Режимная карта работы оборудования

ные карты работы турбоустановки в реальном времени, как показано на рисунке 5.

По осям X и Y откладываются регулируемые в системе параметры, которые позволяют изменить эффективность работы установки (в данном случае это степень открытия поворотной диафрагмы и регулирующих клапанов). По оси Z откладывается ключевой параметр, который определяет эффективность работы установки (КПД турбоустановки). Красная зона в верхней точке по оси Z показывает наиболее эффективный режим, а синяя зона в нижней точке по оси Z показывает наименее эффективный.

Режимную карту можно выводить в виде плоскости, в виде трехмерного поля, как показано на рисунке 5 и как двухмерную карту с рельефом. Ползунки позволяют вращать трехмерную карту на 360°.

Режимная карта работы турбины позволит ВИУБ определить эффективность работы турбоустановки при изменении режимов работы энергоблока и поможет выбрать оптимальные параметры, влияющие на эффективность работы установки, в реальном времени.

## Выводы

Разработана методика анализа эффективности и оптимизации работы турбоустановок головного ПЭБ с помощью программного комплекса. При этом определен комплекс входных параметров, комплекс регулируемых параметров и комплекс выходных параметров. Данная технология позволит получить технически обоснованные режимы работы турбоустановок головного ПЭБ.

Использование полученных результатов анализа эффективности работы турбоустановок головного ПЭБ позволит оптимизировать расход тепловой энергии пара на выработку электрической и тепловой мощности в пределах диапазона их изменения, что приведет к экономии тепловой энергии пара и увеличению мощности энергоблока при необходимости. Также программный комплекс позволит верифицировать расчетные характеристики работы турбоустановок. Методика универсальна и может быть использована на другом тепломеханическом оборудовании головного ПЭБ.

Аналогичные работы запланированы сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина в 2018 году на Калининской АЭС для энергоблоков № 1, 2, где будет произведена апробация технологии в реальных условиях для питательных насосных агрегатов с турбоприводом.

Проект ПАТЭС предполагает крайне интересные режимы работы энергоблока, которые требуют проработки и исследований. Изменение режимов работы энергоблока затрагивают большое количество смежных технологических систем. Исследование и анализ режимов работы оборудования и технологических систем позволит сформировать новый подход к эксплуатации энергоблоков ПАТЭС и впоследствии АСММ.

В рамках предлагаемых работ предполагается разработка системы выдачи ВИУБ экспертной оценки эффективности работы турбоустановки без участия модуля в алгоритмах КСУ ТС. В данном случае предполагается, что ПАТЭС будет являться экспериментальной площадкой для внедрения технологии на АСММ.

Технологии нейросетевого моделирования обладают высоким потенциалом в атомной энергетике и в частности таком новом направлении, как АСММ, эксплуатационная наработка на которых отсутствует. Учитывая перспективы развития направления АСММ, целесообразно применить предложенную технологию для оптимизации, повышения эффективности и безопасности головного ПЭБ и использовать полученные результаты при проектировке и вводе в эксплуатацию новых АСММ.

## Список литературы

1. Приложение № 2 к приказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» № 9/1055-п от 15.11.2013 «Стратегические цели и цели в области энергоэффективности на среднесрочную перспективу».
2. Приказ АО «Концерн Росэнергоатом» «Об открытии проекта» № 9/1190-п от 04.09.2017.
3. В.А. Дунаев, Н.А. Лоншаков, В.А. Горбунов. К вопросу о повышении эффективности и безопасности эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС. Научно-практический журнал «Глобальная ядерная безопасность» № 2(15) 2015, Москва, 2015.

4. В.А. Горбунов, Н.А. Лоншаков, В.А. Дунаев. Повышение эффективности эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС. Материалы VI международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», г. Иваново, 2015.

5. В.А. Горбунов. Использование нейросетевых технологий для повышения энергетической эффективности теплотехнических установок. ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», Иваново, 2007.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ ПАССИВНОГО ОТВОДА ТЕПЛА ОТ ЗАЩИТНОЙ ОБОЛОЧКИ (СПОТ 30)

*Опалев А.Э.*

*АО «Атомтехэнерго», Калининский филиал «Калининатомтехэнерго», г. Удомля*

### Введение

Испытания системы пассивного отвода тепла от защитной оболочки проводились на энергоблоке №1 Ленинградской АЭС-2 на подэтапе А-3 «Холодно-горячая обкатка РУ» (1, 3, 4 канал СПОТ 30) и на подэтапе Б-1 «Загрузка реактора ядерным топливом и испытания в подкритическом состоянии» (2 канал СПОТ 30).

Цели проведения испытаний:

- определение фактической тепловой мощности каждого канала СПОТ 30;
- подтверждение возможности отвода тепла от защитной оболочки системой пассивного отвода тепла.

По результатам выполнения ПНР СПОТ 30 было достигнуто выполнение приемочных критериев испытаний.

### Описание СПОТ 30

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки (JMP) предназначена для длительного (автономный режим - не менее 24 часов) отвода тепла от защитной оболочки при запроектных авариях.

СПОТ 30 обеспечивает снижение и поддержание давления внутри защитной оболочки и отвод конечному поглотителю тепла, выделяющегося под защитную оболочку, при запроектных авариях, включая аварии с тяжелым повреждением активной зоны.

При работе СПОТ 30 тепло из контейнента отводится за счет конденсации пара на теплообменниках-конденсаторах, от которых путем естественной циркуляции теплоносителя передается в баки аварийного отвода тепла, входящих в состав системы СПОТ ПГ (JNB). Отвод тепла к конечному поглотителю от баков аварийного отвода тепла осуществляется путем выпаривания воды в баках.

СПОТ 30 состоит из 4 полностью независимых друг от друга каналов (см. рисунок №1).

Каждый канал включает в себя:

- четыре теплообменника-конденсатора (ТК) 10JMP11,21,31,41АС001, 10JMP12,22,32,42АС001, 10JMP13,23,33,43АС001, 10JMP14,24,34,44АС001;
- локализирующую арматуру 10JMP11,21,31,41АА801,802, 10JMP12,22,32,42, АА801,802, 10JMP13,23,33,43АА801,802, 10JMP14,24,34,44АА801,802;
- трубопроводы.

## Испытание СПОТ 30

Начальные условия проведения испытаний указаны в таблице №1.

Таблица 1. Начальные условия проведения испытаний

Номер канала	Температура воды в БАОТ, °С	Температура воздуха в ГО, °С
1	23,7	56,0
2	15,7	37,1
3	22,6	56,0
4	23,4	56,0

Измерение расхода теплоносителя через каждый теплообменник-конденсатор выполняется с помощью портативного ультразвукового расходомера (УЗР) Fluxus ADM F601 (погрешность измерения расхода – ±1 % ИВ) на линии возврата теплоносителя в бак аварийного отвода тепла (БАОТ).

Расчет тепловой мощности j-го канала СПОТ 30 по расходу, измеренному с помощью УЗР, выполняется по формуле (1).

$$N_j = \sum_{i=1}^4 [G_i \cdot \rho_i \cdot (h_i^2 - h_i^1)], \text{Вт} \quad (1)$$

где:  $G_i$  – расход воды в трубопроводе i-го теплообменника-конденсатора, полученный с помощью ультразвукового расходомера, м<sup>3</sup>/с;  $\rho_i$  – плотность воды в трубопроводе i-го теплообменника-конденсатора, кг/м<sup>3</sup>;  $h_i^1$  – энтальпия среды на входе в i-ый теплообменник-конденсатор при температуре и давлении воды в опускном трубопроводе, Дж/кг;  $h_i^2$  – энтальпия среды на выходе из i-го теплообменника-конденсатора при температуре и давлении воды в подъемном трубопроводе, Дж/кг.

В таблице 2 представлены результаты расчета тепловой мощности СПОТ 30.

Изменения температур теплоносителя на входе и выходе из теплообменников-конденсаторов, в БАОТ и гермообъеме (ГО) представлены на рисунках 2-12.

При проведении испытаний 2-го канала СПОТ 30 термометр сопротивления (10JMP22СТ002) на выходе из теплообменника-конденсатора отсутствовал в гильзе (см. рисунок 9). Данная неисправность обнаружена и устранена при выполнении измерений расходов УЗР.

При проведении испытаний 2-го канала СПОТ 30 для температуры теплоносителя в БАОТ №2 (10JNB20СТ001,002,003) установлена апертура - 1 °С. Вследствие этого в процессе нагрева теплоносителя в БАОТ №2 наблюдается резкий скачек температуры (см. рисунок 12).

### Анализ работы СПОТ 30

После открытия локализирующей арматуры на входе и выходе из теплообменника-конденсатора и стабилизации температуры на выходе из ТК наблюдается устойчивый режим естественной циркуляции теплоносителя (см. рисунки 2, 4, 6, 8, 9, 10, 11). Перепад температуры на входе и выходе из ТК составляет 3,9 ÷ 6,2 °С.

В ходе выполнения испытаний 1, 3 и 4 каналов СПОТ 30 наблюдается рост температуры теплоносителя в соответствующих БАОТ (см. рисунки 3, 5, 7, 12) со скоростью 0,1 ÷ 0,3 °С/ч (0,4 °С/ч при испытании 2-го канала СПОТ 30) и снижение средней температуры в ГО с 56,0 °С до 55,2 °С за 3,5 часа.

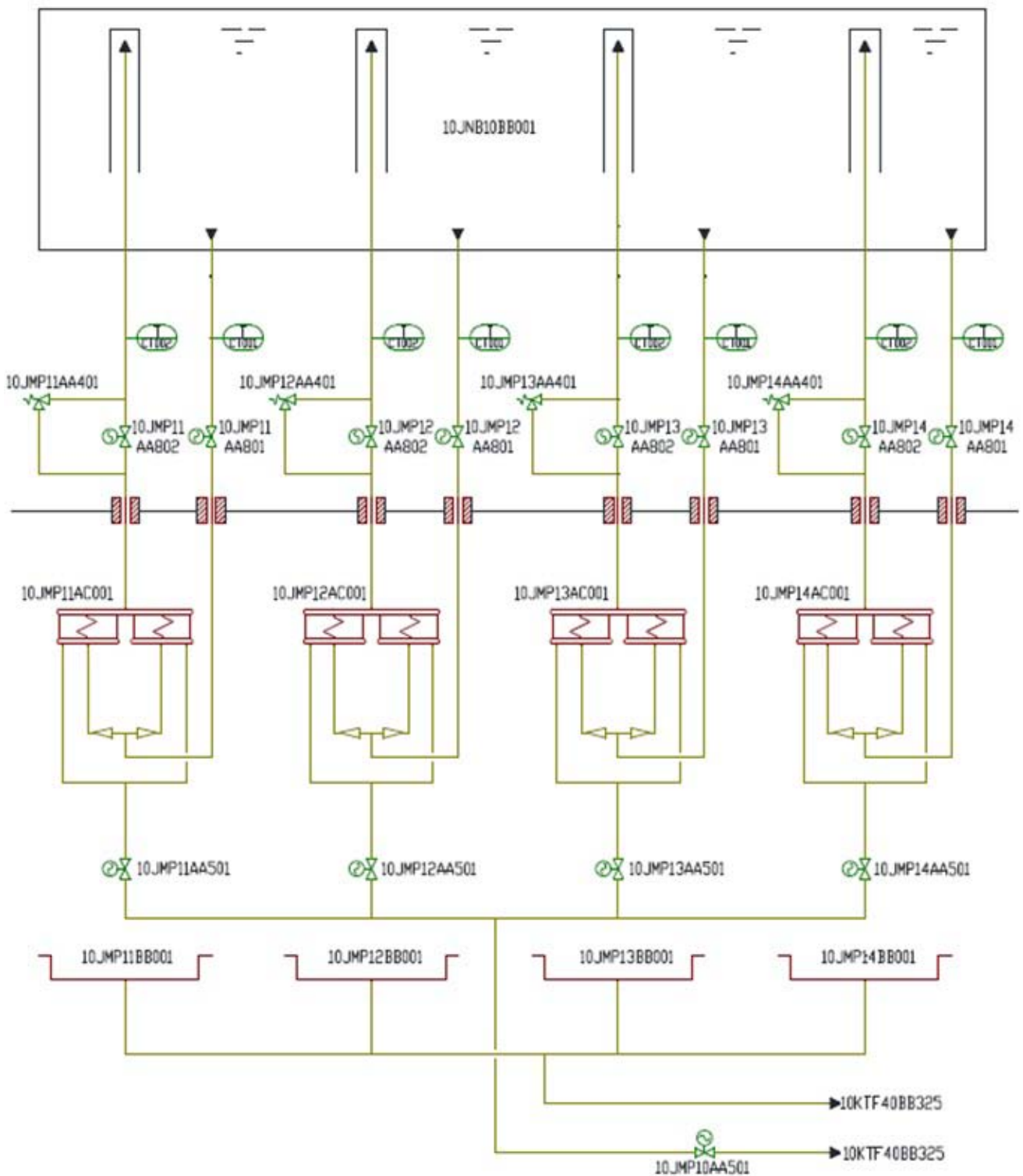


Рис. 1. Принципиальная схема 1-го канала СПОТ 30

По параметрам теплоносителя на входе и выходе из теплообменника-конденсатора и измеренному с помощью УЗР расхода определена тепловая мощность каждого теплообменника, а также мощность каждого канала. При данных условиях проведения испытаний СПОТ 30 (см. таблицу 1) тепловая мощность ТК со-

ставляет  $0,9 \div 3,1$  % от расчетного значения мощности теплообменника при его работе в режиме, когда вода в БАОТ недогрета до линии насыщения.

Подведя итог вышесказанному, можно сделать вывод о возможности отвода тепла от защитной оболочки системой пассивного отвода тепла (СПОТ 30).

Таблица 2. Результаты расчета тепловой мощности СПОТ 30

№ канала СПОТ 30	№ теплообменника-конденсатора	Расход теплоносителя через теплообменник-конденсатор, м³/ч	Температура теплоносителя на входе в теплообменник-конденсатор, °С	Температура теплоносителя на выходе из теплообменника-конденсатора, °С	Перепад температуры теплоносителя на теплообменнике-конденсаторе, °С	Мощность теплообменника-конденсатора, кВт	Мощность канала СПОТ 30, кВт
1	JMP11	4,6	23,1	27,5	4,4	23,2	90,6
	JMP12	4,4	23,0	27,3	4,3	22,0	
	JMP13	4,4	23,0	27,4	4,4	22,4	
	JMP14	4,3	23,1	27,7	4,6	23,0	
2	JMP21	2,2	16,4	20,8	4,4	11,0	44,2
	JMP22	2,1	16,5	21,5	5,0	12,0	
	JMP23	2,2	16,6	20,5	3,9	10,0	
	JMP24	2,1	16,5	21,1	4,6	11,3	
3	JMP31	2,8	22,7	28,3	5,6	18,4	79,4
	JMP32	3,3	22,6	28,8	6,2	24,0	
	JMP33	2,8	22,7	28,7	6,0	19,1	
	JMP34	2,8	22,7	28,3	5,6	18,0	
4	JMP41	3,7	23,1	28,9	5,8	24,6	104,2
	JMP42	3,5	23,1	28,9	5,8	23,4	
	JMP43	3,0	23,1	28,8	5,7	19,9	
	JMP44	5,2	23,2	29,2	6,0	36,3	

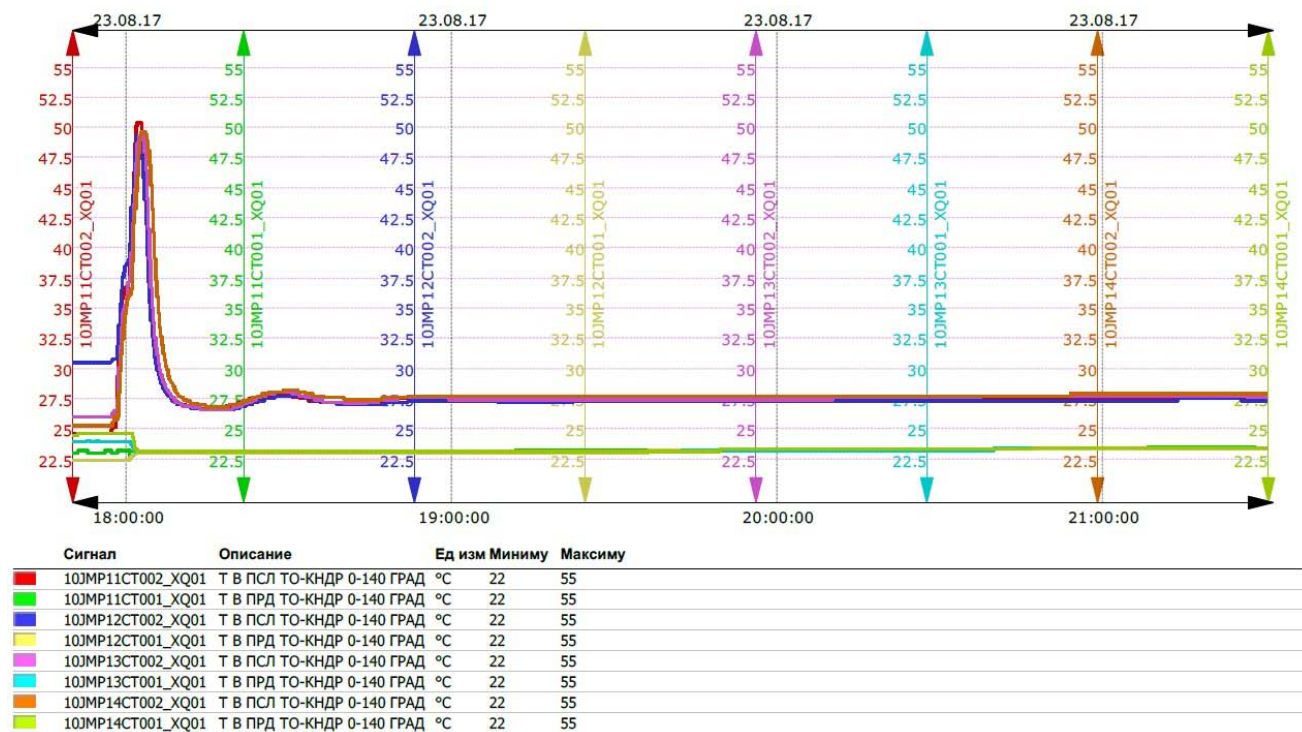


Рис. 2. Температура теплоносителя на входе (10JMP11,12,13,14CT001) и выходе (10JMP11,12,13,14CT002) из теплообменника-конденсатора первого канала СПОТ 30

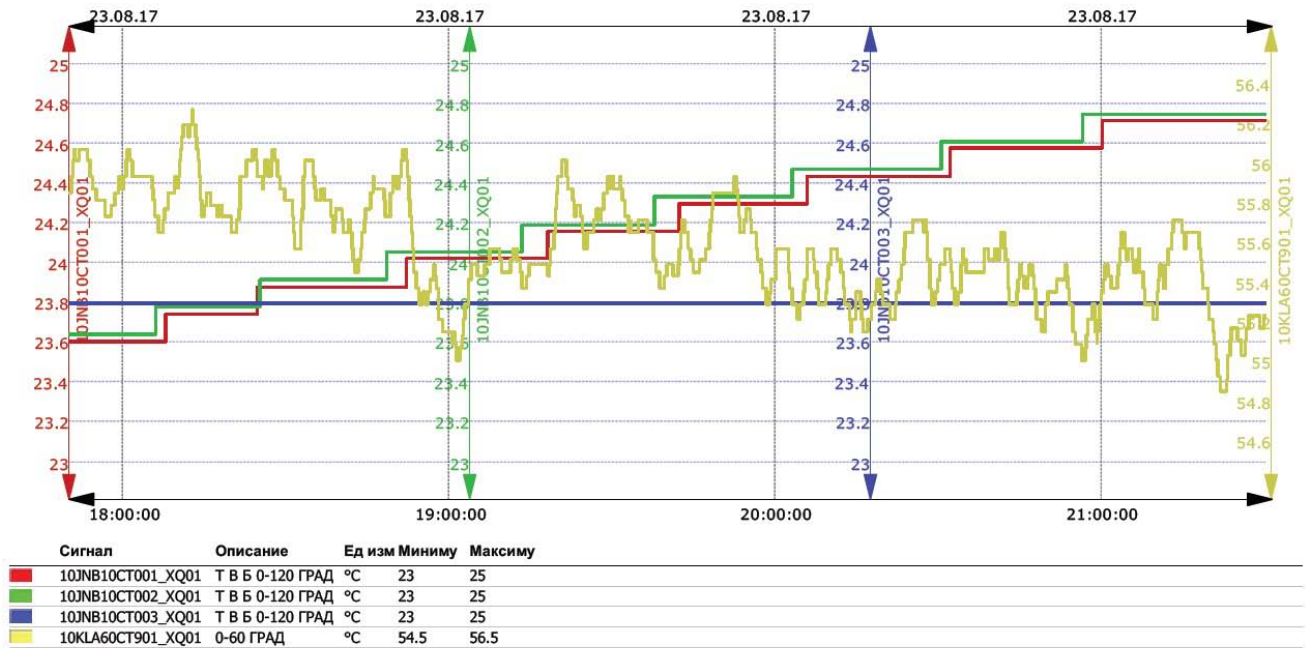


Рис. 3. Температура теплоносителя в БАОТ №1 (10JNB10CT001,002,003) и в ГО (10KLA60CT901)

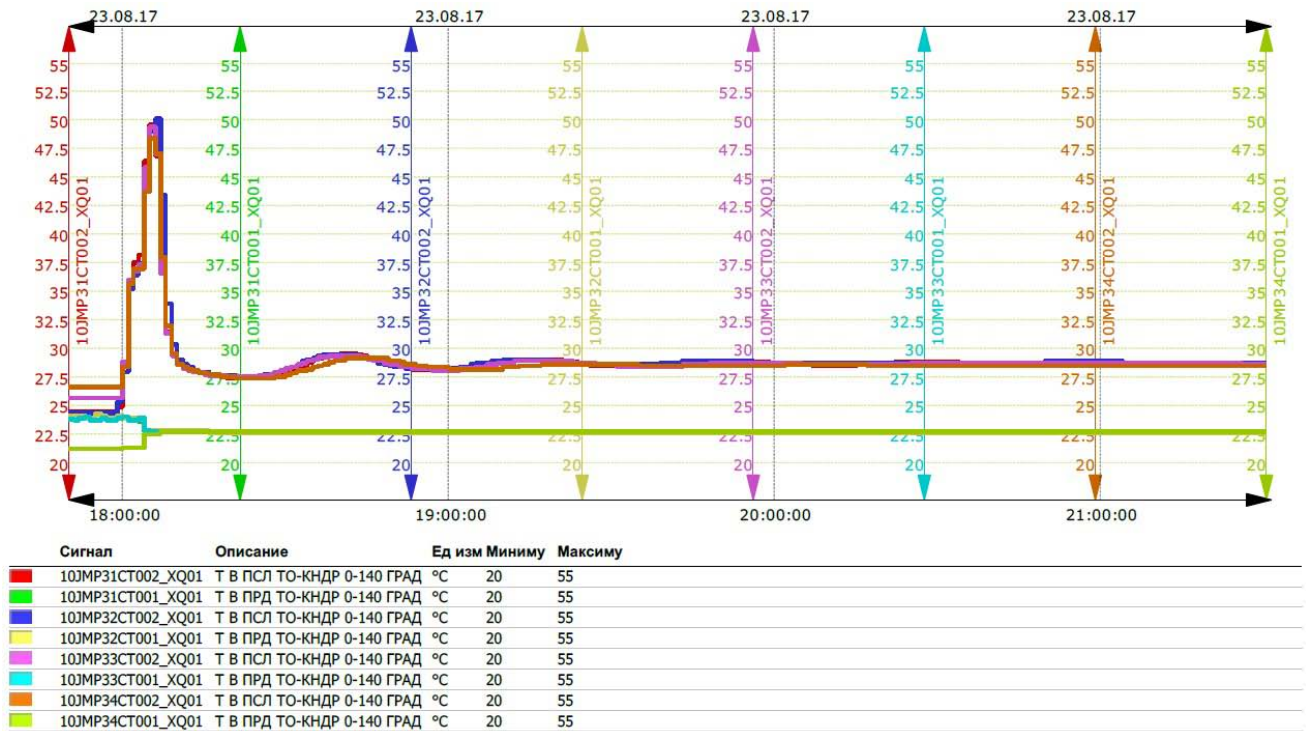


Рис. 4. Температура теплоносителя на входе (10JMP31,32,33,34CT001) и выходе (10JMP31,32,33,34CT002) из теплообменника-конденсатора третьего канала СПОТ 30

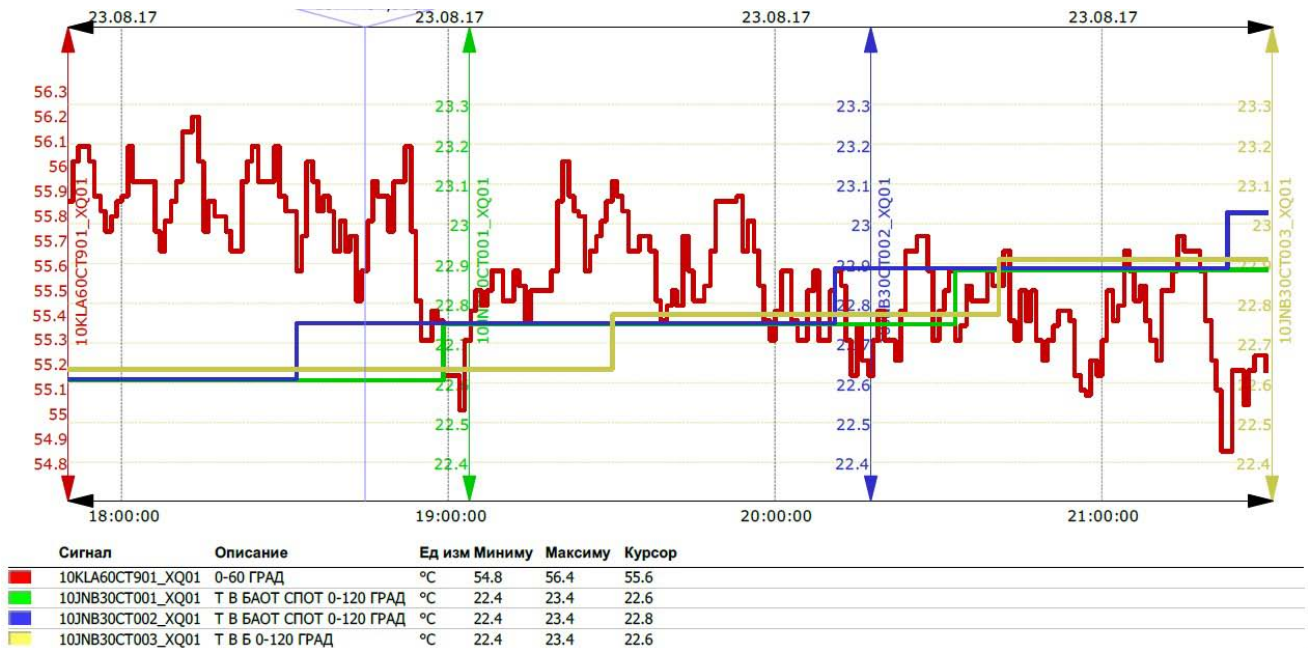


Рис. 5. Температура теплоносителя в БАОТ №3 (10JNB30CT001,002,003) и в ГО (10KLA60CT901)

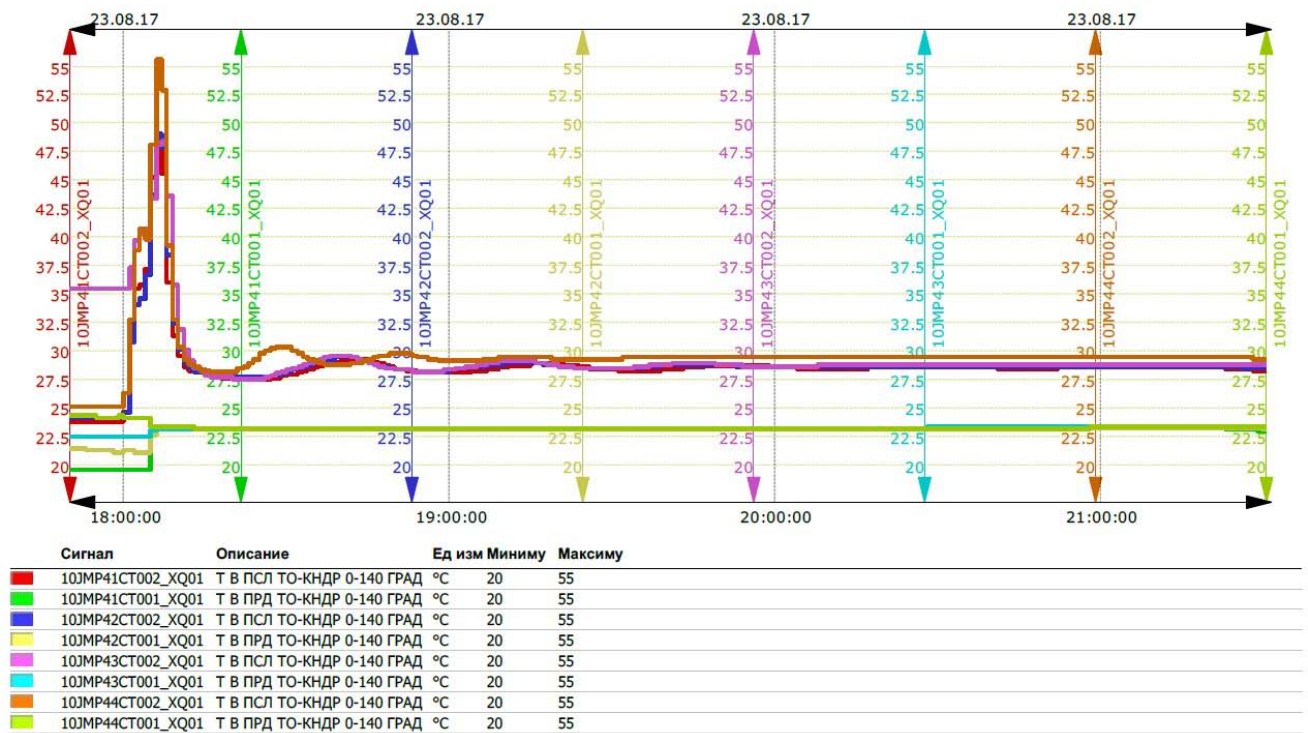


Рис. 6. Температура теплоносителя на входе (10JMP41,42,43,44CT001) и выходе (10JMP41,42,43,44CT002) из теплообменника-конденсатора четвертого канала СПОТ 30

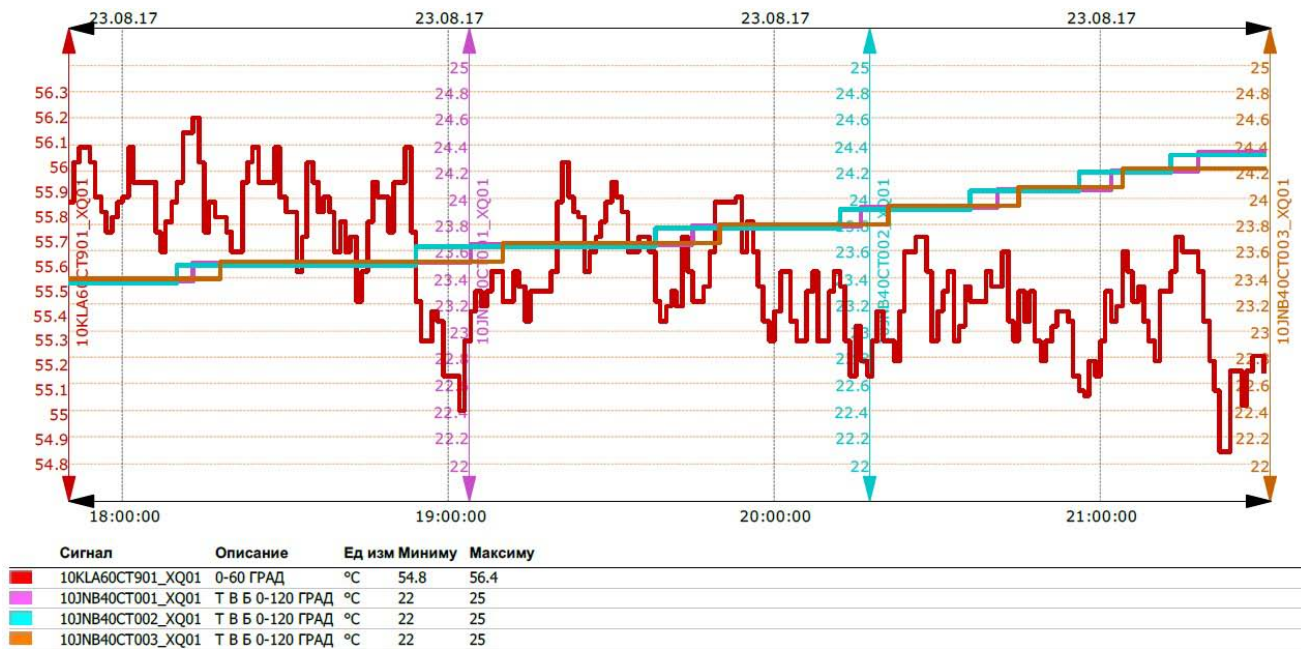


Рис. 7. Температура теплоносителя в БАОТ №4 (10JNB40CT001,002,003) и в ГО (10KLA60CT901)

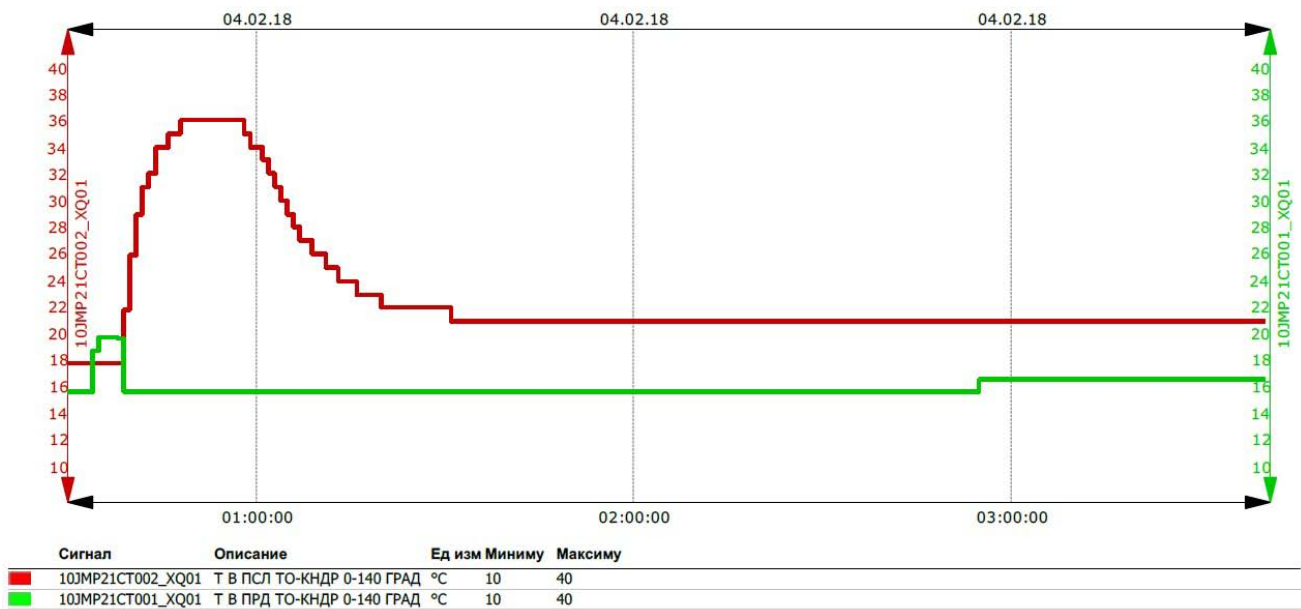


Рис. 8. Температура теплоносителя на входе (10JMP21CT001) и выходе (10JMP21CT002) из теплообменника-конденсатора второго канала СПОТ 30

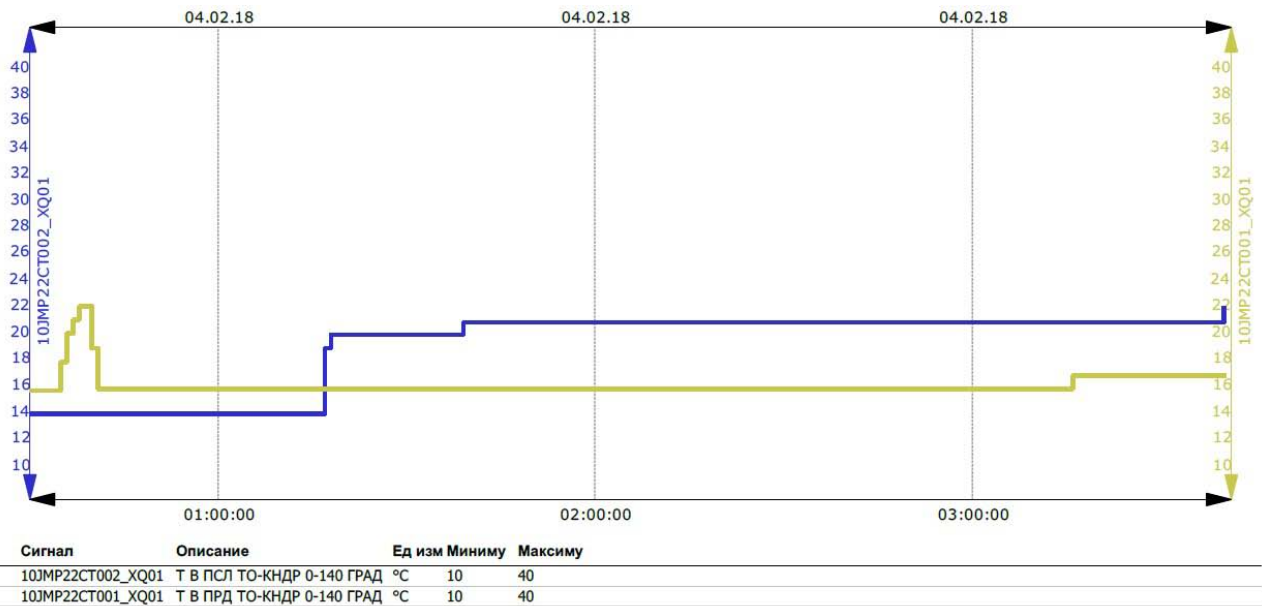


Рис. 9. Температура теплоносителя на входе (10JMP22CT001) и выходе (10JMP22CT002) из теплообменника-конденсатора второго канала СПОТ 30

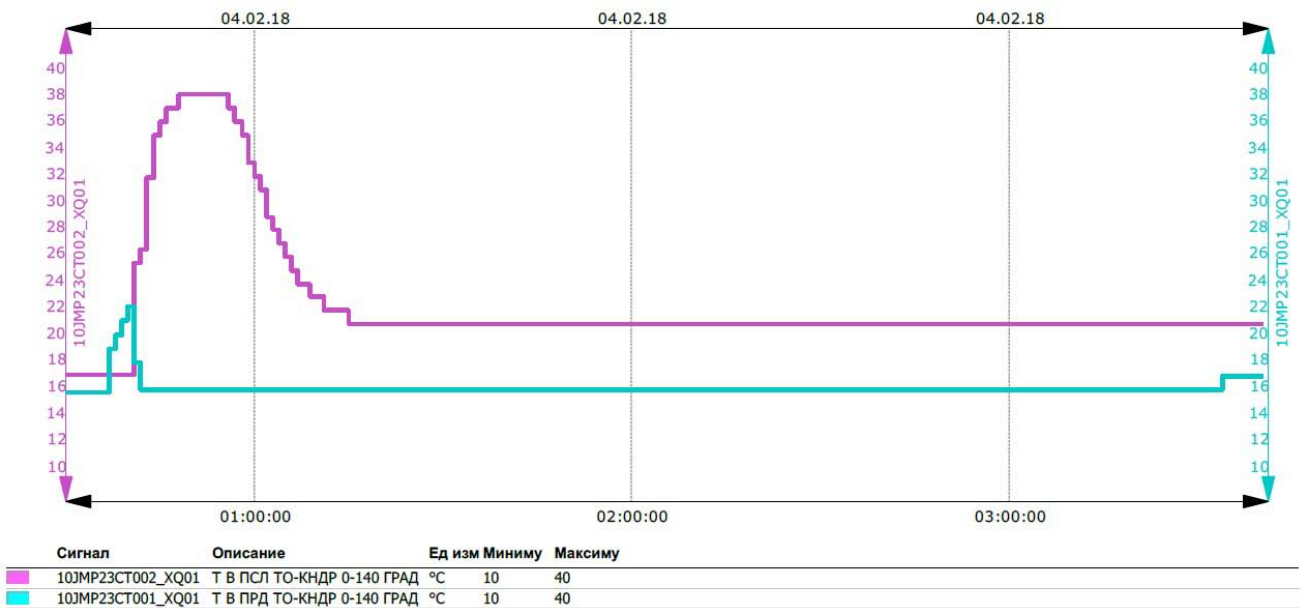


Рис. 10. Температура теплоносителя на входе (10JMP23CT001) и выходе (10JMP23CT002) из теплообменника-конденсатора второго канала СПОТ 30



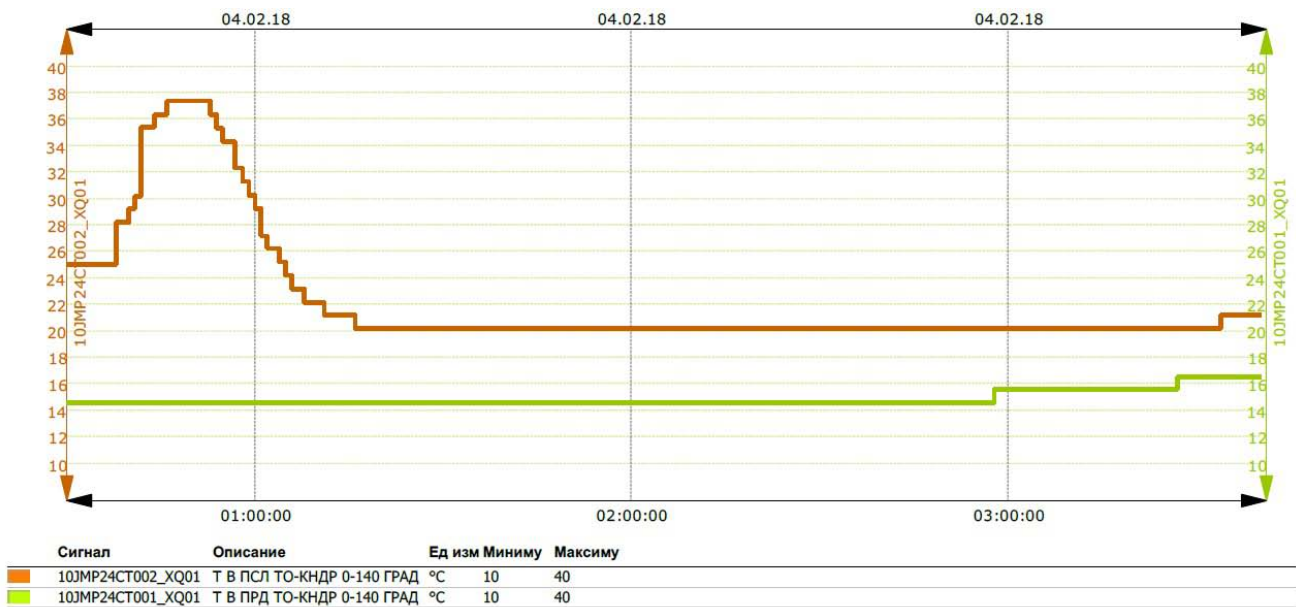


Рис. 11. Температура теплоносителя на входе (10JMP24CT001) и выходе (10JMP24CT002) из теплообменника-конденсатора второго канала СПОТ 30

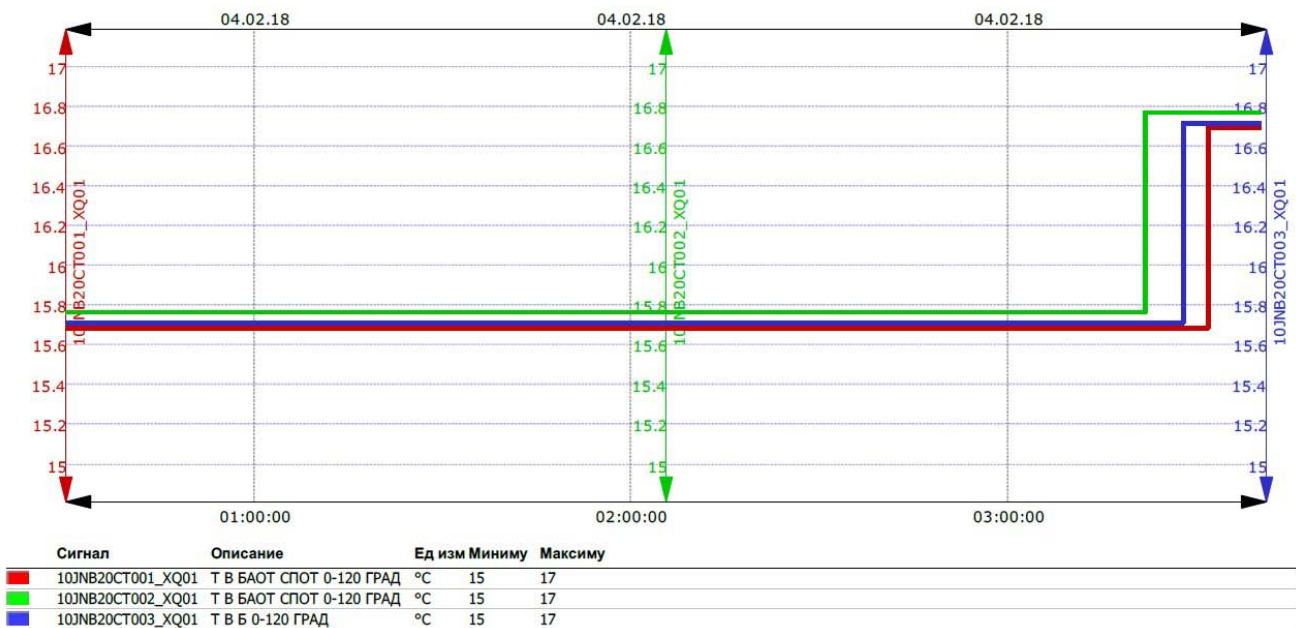


Рис. 12. Температура теплоносителя в БАОТ №2 (10JNB20CT001,002,003)

# АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО РАСХОЛАЖИ- ВАНИЯ, ВЫПОЛНЕННЫХ НА ЭТАПЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ РУ БН-800

Пахолков В.В., Рогожкин С.А., Фадеев И.Д.,  
Шепелев С.Ф.

АО «ОКБМ Африкантов», г. Н. Новгород

## Введение

Система аварийного расхолаживания (САРХ) является защитной системой безопасности (по классификации НП-001-15), предназначенной для отвода остаточных тепловыделений от реактора при отсутствии возможности использования для этой цели третьего (паро-водяного) контура реакторной установки (РУ) БН-800. САРХ входит в состав второго контура РУ и подключена параллельно парогенератору (ПГ).

На этапе ввода в эксплуатацию РУ БН-800 выполнены следующие теплогидравлические испытания с САРХ [1]:

- испытания по определению гидравлических характеристик САРХ при принудительной циркуляции (ПЦ) теплоносителя во втором контуре;
- испытания по определению гидравлических характеристик САРХ при естественной циркуляции (ЕЦ) теплоносителя во втором контуре (при отключенных насосах);
- испытания по определению эффективности теплопередачи в ВТО (в режиме расхолаживания через САРХ);
- испытания по определению тепловых потерь через ВТО при закрытых шиберов (в режиме готовности к расхолаживанию через САРХ);
- испытания по определению динамических характеристик ВТО для настройки системы автоматического управления шиберами;
- комплексные испытания энергоблока со срабатыванием АЗ на различных уровнях мощности для про-

верки эффективности расхолаживания через САРХ при ПЦ, ЕЦ теплоносителей.

В данном докладе рассмотрены результаты стационарных испытаний САРХ, при которых теплогидравлические параметры системы (температуры, расходы, давления) практически не изменялись.

## Гидравлическая схема САРХ

На рис. 1 показана упрощенная гидравлическая схема второго контура РУ при работе САРХ в режиме готовности к расхолаживанию, а также в режиме расхолаживания: при нарушениях нормальной эксплуатации (ННЭ) и при нормальной эксплуатации (НЭ) в случае отвода остаточных тепловыделений (ООТ).

По второму контуру САРХ состоит из двух ВТО, двух ЭМН, арматуры, трубопроводов и средств измерения. Воздушный контур САРХ состоит из двух ВТО (с входными и выходными шиберами для регулирования расхода воздуха), воздухопроводов, одной тяговой трубы (по одной на каждый канал САРХ) и средств измерения.

При работе РУ на мощности САРХ находится в режиме готовности к расхолаживанию. Циркуляция натрия через САРХ поддерживается за счет работающих ГЦН-2, ЭМН. В этом режиме в САРХ поступает только «холодный» натрий с напора ГЦН-2, «горячий» натрий из ПТО в САРХ не поступает. Возврат натрия из САРХ в основной контур циркуляции осуществляется во всасывающий патрубок ГЦН-2.

В режиме расхолаживания ветка для подачи «холодного» натрия в САРХ закрывается, в САРХ поступает только «горячий» натрий из ПТО. Циркуляция натрия через САРХ поддерживается за счет работы ЭМН и/или разности плотностей теплоносителя (в режимах с ЕЦ). В этом режиме натрий через ПГ не циркулирует.

## Гидравлика натриевого контура САРХ

На рис. 2 показан относительный расход натрия через САРХ в режиме готовности в зависимости от относительной частоты вращения ГЦН-2. Экспериментальные точки получены при работе двух ЭМН на пониженном напряжении (при поддержании канала ЭМН в «горячем» состоянии).

При работе реактора на номинальной мощности (ГЦН-2 работает на частоте 0,95) относительный расход натрия через САРХ около 0,60. При отключенном

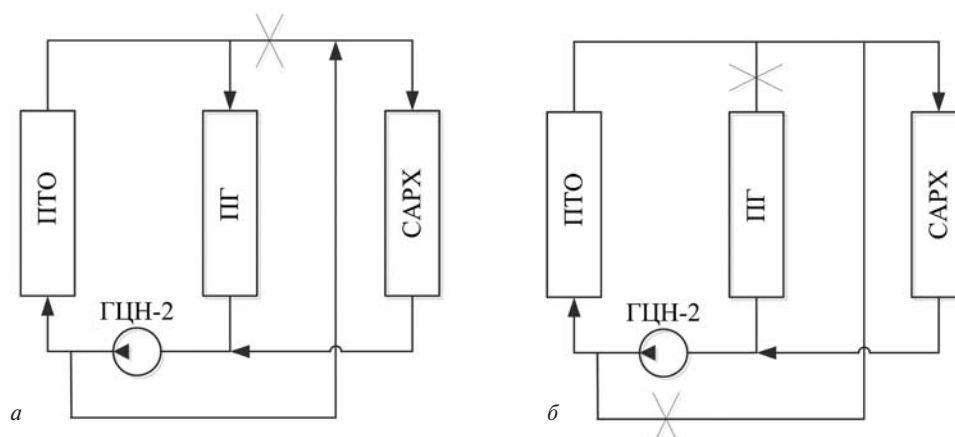
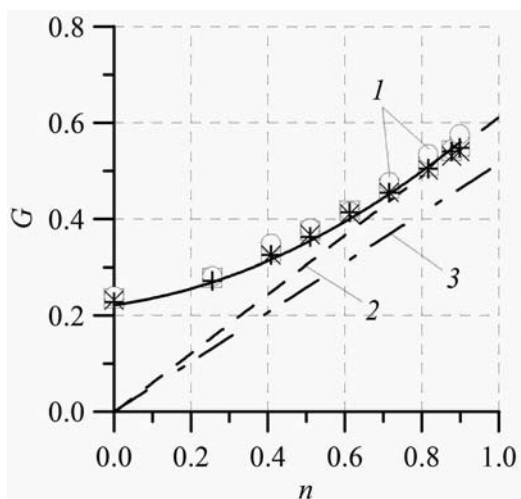


Рис. 1. Упрощенная гидравлическая схема второго контура при работе САРХ в режиме готовности к расхолаживанию (а) и в режиме расхолаживания (б)



**Рис. 2.** Относительный расход натрия через САРХ в режиме готовности  $G$  в зависимости от относительной частоты вращения ГЦН-2  $n$ . 1 – результаты испытаний при работе двух ЭМН на пониженном напряжении (точки); 2, 3 – результаты испытаний и проектных расчетов, соответственно (ЭМН отключены, ГЦН-2 в работе)

ГЦН-2 (например, в отключенной петле при работе РУ на частичной мощности) указанный расход составляет 0,21. При увеличении частоты вращения напор ГЦН-2 становится существенно больше напора ЭМН и рассматриваемая зависимость приближается к линейной.

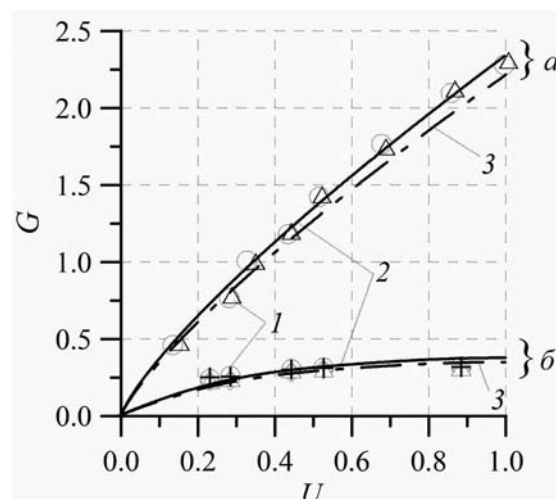
При отключенных ЭМН (ГЦН-2 в работе) расход натрия через САРХ по результатам испытаний больше, чем по проектным расчетам на 20%. Увеличенный расход натрия приводит к улучшению условий эксплуатации: уменьшаются градиенты температур в ВТО, уменьшается разность температур в месте возврата натрия из САРХ в основной контур циркуляции и увеличивается запас до температуры закипания трубок ВТО (что важно, например, в случае отключения ГЦН-2). Отличие результатов испытаний и расчета обусловлено обоснованным консервативным подходом, принятым на этапе проектирования.

На рис. 3 показан относительный расход натрия через ВТО в режиме готовности в отключенной петле и расхолаживания в зависимости от относительного напряжения питания ЭМН. Данные получены для изотермического режима (шиберы ВТО закрыты). Видно, что результаты проектных расчетов хорошо согласуются с результатами испытаний.

Принятые на этапе проектирования запасы по напору ЭМН и гидравлическому сопротивлению САРХ позволяют увеличить относительный расход натрия через ВТО в режиме расхолаживания до 2,3. В отключенной петле расход натрия через САРХ (ГЦН-2 отключен, ЭМН в работе) может быть увеличен до 0,32, что достаточно для обеспечения приемлемых условий эксплуатации ВТО.

### Гидравлика воздушного контура САРХ

На рис. 4 показаны зависимости относительного расхода воздуха через ВТО от избыточной температуры воздуха на его входе и выходе при двух и пяти открытых лопатках выходногошибера (входнойшибер полностью открыт) и относительном расходе натрия, равном 1,0. Зависимости получены расчетным путем по коэффициентам гидравлического сопротивления, уточненным



**Рис. 3.** Относительный расход натрия через ВТО  $G$  в режиме расхолаживания (а) и готовности в отключенной петле (б) в зависимости от относительного напряжения питания ЭМН  $U$ . 1 – результаты испытаний (точки); 2 – аппроксимация результатов испытаний; 3 – результаты проектных расчетов

по результатам испытаний. Приведены результаты для случая работы двух ВТО в канале САРХ. Рассмотрен диапазон избыточных температур атмосферного воздуха от  $-83$  до  $0$  °С.

Относительный массовый расход воздуха для избыточных температур обоих теплоносителей на входе в ВТО, равных  $0$  °С, при двух и пяти открытых лопатках выходногошибера равен 0,68 и 1,2, соответственно.

При всех открытыхшиберах ВТО в рассмотренном диапазоне параметров относительный расход воздуха изменяется в диапазоне от 1,0 до 1,7. Таким образом, получен широкий диапазон изменения относительного расхода воздуха через ВТО, практически от 0 до 1,7.

### Теплопередача в ВТО

Рассмотрим теплопередачу в ВТО, когда изменением параметров теплоносителей на входе в ВТО (расходов, температур) можно пренебречь (квазистационарный режим).

Эффективность теплопередачи в ВТО определяется теплоотдачей со стороны воздуха. На рис. 5 показаны зависимости числа Нуссельта от числа Рейнольдса со стороны воздуха для ВТО БН-600, БН-800. Информация по ВТО БН-600 приведена в [2]. Одинаковые теплообменные трубки и шаговые характеристики трубных пучков в ВТО БН-600, БН-800 позволяют сравнить теплоотдачу в этих двух теплообменниках.

Проанализированы следующие данные:

- результаты расчета по проектной зависимости;
- результаты расчета по рекомендациям РД 24.035.05-89;
- результаты испытаний ВТО БН-800 в 2014-2016 г.г. (красными линиями показана случайная погрешность определения числа Нуссельта по измеренным параметрам ВТО), ВТО БН-600 в 2012 г.

По рекомендованной в РД 24.035.05-89 методике теплового расчета теплообменников по результатам испытаний для ВТО БН-800 получена следующая аппроксимация:

$$Nu = 0,033 Re^{0,77}, \quad (1)$$

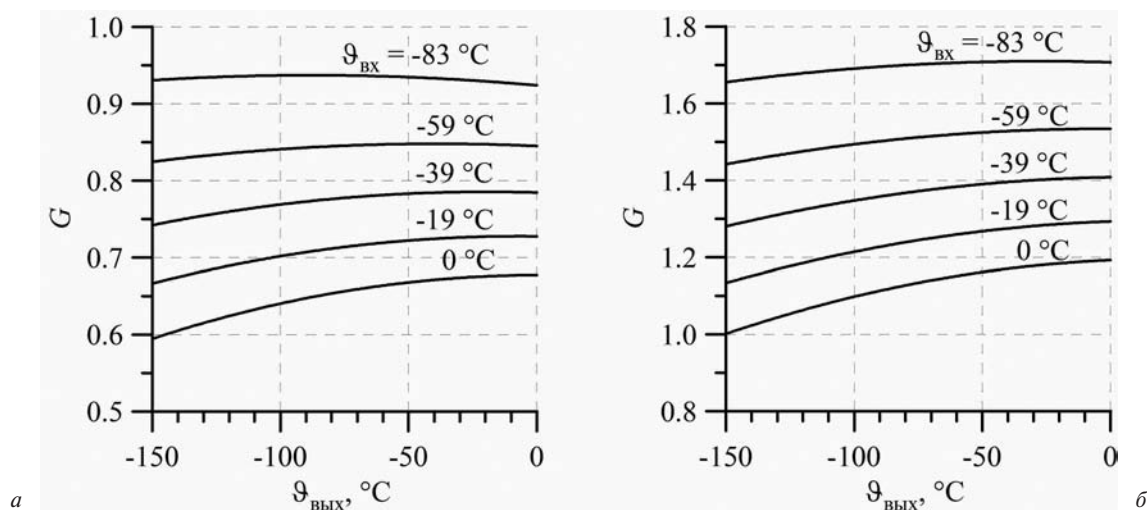


Рис. 4. Зависимости относительного расхода воздуха через ВТО  $G$  от избыточной температуры воздуха на входе  $\vartheta_{\text{вх}}$  и выходе  $\vartheta_{\text{вых}}$  при двух (а) и пяти (б) открытых лопатках выходного шибера

где  $Nu$ ,  $Re$  – числа Нуссельта и Рейнольдса, рассчитанные по наружному диаметру гладкой теплообменной трубки и скорости воздуха в наиболее сжатом сечении пучка.

Из рис. 5 следует, что числа Нуссельта по результатам испытаний в среднем на 27% меньше соответствующих значений, полученных по проектной зависимости. Полученное отличие в теплоотдаче почти полностью компенсируется запасами теплопередающей поверхности, принятыми на этапе проектирования ВТО. Далее рассмотрен вариант увеличения мощности ВТО за счет увеличения расходов теплоносителей.

### Оценка мощности ВТО

С использованием аппроксимации (1) и данных, приведенных на рис. 4, можно оценить мощность ВТО. На рис. 6 приведены зависимости относительной мощности ВТО от избыточной температуры теплоносителей на входе при двух и пяти открытых лопатках выход-

ного шибера (входной шибер открыт) и относительном расходе натрия 1,0.

Пунктирной линией на рис. 6 показана граница рабочей области, на которой реализуется минимально допустимая температура натрия на выходе из ВТО (при испытаниях подтверждена возможность стабильной работы ВТО при данной температуре).

В квазистационарном режиме тепловая мощность одного ВТО может быть оценена по формуле:

$$N_{\text{вто}} \cdot 10^3 = A t_{11} - (B t_{21} + C), \quad (2)$$

где  $N_{\text{вто}}$  – относительная мощность ВТО, отн. ед.;  $t_{11}$  – температура натрия на входе ВТО, °C;  $t_{21}$  – температура атмосферного воздуха на входе ВТО, °C;  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – коэффициенты, зависящие только от количества полностью открытых лопаток выходного шибера  $m$  и относительного расхода натрия  $G_1$  (приведены в таблице).

Результаты расчетов на рис. 6 аппроксимируются формулой (2) с ошибкой не более 5% в области относительной мощности от 0,6 до 1,4.

#### Коэффициенты в формуле (2)

$m$	$G_1$	$A$	$B$	$C$
¼	¼	1/°C	1/°C	¼
2	1	1,96	3,59	65,6
5	1	2,84	4,75	140
5	2	3,20	5,45	146

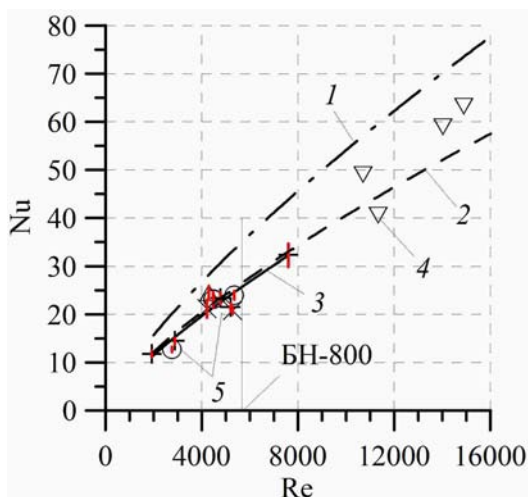


Рис. 5. Зависимость числа Нуссельта от числа Рейнольдса стороны воздуха для ВТО БН-600, БН-800. 1 – расчет по проектной зависимости; 2 – расчет по рекомендациям РД 24.035.05-89; 3 – аппроксимация результатов испытаний ВТО БН-800; 4 – результаты испытаний ВТО БН-600 (точки – треугольники); 5 – результаты испытаний ВТО БН-800 (точки)

При проектных температурах теплоносителей на входе в ВТО относительная мощность ВТО:

- равна 0,78 при двух открытых лопатках выходного шиберы и относительном расходе натрия 1,0;
- равна 1,11 при всех открытых шиберы и относительном расходе натрия 1,0;
- равна 1,26 при всех открытых шиберы и относительном расходе натрия 2,0.

Относительная мощность ВТО в режиме готовности к расхолаживанию (тепловые потери, обусловленные в основном протечками воздуха через неплотности в закрытых шиберы) составляет 0,03. Приемлемые тепловые потери получены за счет прокачки «холодного» натрия через САРХ и поддержания, таким образом, минимальной разности между температурами трубного пучка ВТО и атмосферного воздуха.

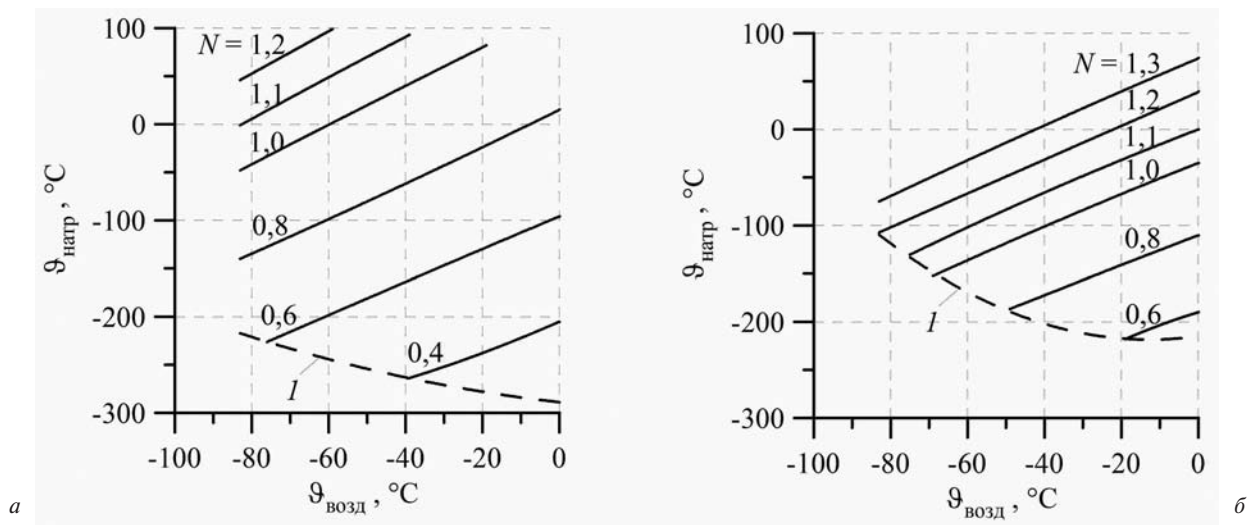


Рис. 6. Зависимости относительной мощности ВТО  $N$  от избыточной температуры натрия  $\vartheta_{\text{натр}}$  и воздуха  $\vartheta_{\text{возд}}$  на входе при двух (а) и пяти (б) открытых лопатках выходного шибера. 1 – граница рабочей области

### Точечная модель РУ

Изменение температуры РУ БН-800 в процессе расхолаживания в точечной модели:

$$\sum(mc)_i dt/d\tau = N_{\text{ост}} + N_{\text{нас}} - n N_{\text{вто}}, \quad (3)$$

где  $\sum(mc)_i$  – полная теплоемкость РУ, Дж/°С;  $t$  – средняя температура РУ, °С;  $\tau$  – время после срабатывания аварийной защиты (АЗ), с;  $N_{\text{ост}}$  – мощность остаточных тепловыделений реактора, Вт;  $N_{\text{нас}}$  – мощность, подводимая за счет работающих ГЦН-1, Вт;  $N_{\text{вто}}$  – мощность, отводимая одним ВТО, Вт;  $n$  – количество работающих ВТО, шт.

Полная теплоемкость РУ определена в результате испытаний на заглушенном реакторе по скорости разогрева РУ и мощности, подводимой за счет работающих ГЦН-1, ГЦН-2. Мощность от работающих насосов определена в результате стендовых испытаний.

Для оценки мощности остаточных тепловыделений реактора использовалась формула Вигнера и Вей:

$$N_{\text{ост}}(\tau) = 0,065 N(0) [\tau^{-0,2} - (\tau + T)^{-0,2}], \quad (4)$$

где  $N(0)$  – мощность реактора до срабатывания АЗ (в момент времени 0 с), Вт;  $T$  – время работы реактора на мощности (до срабатывания АЗ), с.

На рис. 7 показана зависимость избыточной температуры РУ от времени после срабатывания АЗ с мощности 100% номинальной при различном количестве работающих ВТО и избыточной температуре воздуха 0 °С, полученная по формуле (2). Цифрами указано количество работающих ВТО.

Из рис. 7 следует, что даже при множественном отказе оборудования, когда в работе остается один ВТО, максимальная средняя температура РУ превышает исходное значение всего на 30 °С. При этом предел безопасной эксплуатации по температуре корпуса реактора не нарушается.

### Выводы

В результате испытаний на этапе ввода в эксплуатацию РУ БН-800 подтверждены проектные характеристики САРХ. Определены гидравлические характеристики натриевого и воздушного контуров САРХ в различных режимах работы.

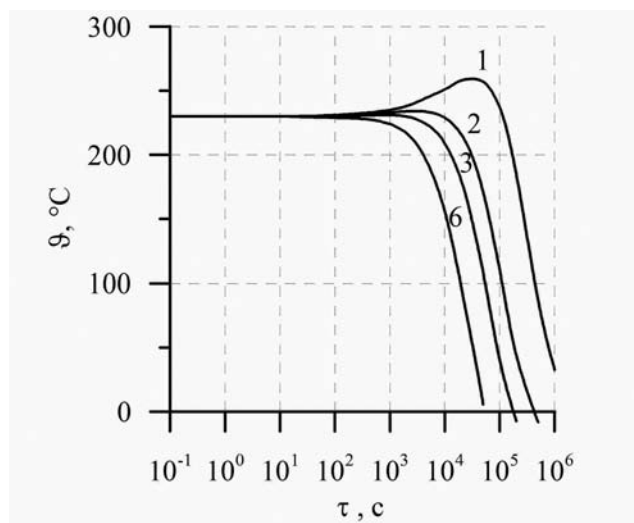


Рис. 7. Зависимости избыточной температуры РУ от времени после срабатывания АЗ при различном количестве работающих ВТО

Выполнен анализ теплопередачи в ВТО, получена зависимость для оценки мощности ВТО при различных температурах (на входе в теплообменник) и расходах теплоносителей. Полученная зависимость позволяет оперативному персоналу АЭС выполнять оценки изменения параметров САРХ и РУ в целом. Подтверждена возможность увеличения мощности САРХ.

Уточненные характеристики САРХ используются при выполнении расчетов в обоснование безопасности РУ.

### Список литературы

- 1 Дерий В.П., Шкурко В.И., Зверев Д.Л., Седиков В.Ю., Васильев Б.А., Воронцов В.Е., Тимофеев А.В. и др. Основные пусконаладочные работы, выполненные на реакторной установке БН-800 энергоблока № 4 Белоярской АЭС // Доклад на 4-й международной научно-технической конференции «Ввод АЭС в эксплуатацию». Москва. АО «Атомтехэнерго». – 2016.
- 2 Цыганков Г.Н., Чермаков М.М., Васильев Б.А., Лысов В.А., Пахолков В.В., Аширметов М.Р., Титов Е.С. Создание дополнительной системы аварийного расхолаживания реактора БН-600 // Доклад на международной научно-технической конференции посвященной 50-летию Белоярской АЭС. Заречный, Свердловской обл. – 2014.

# ОПРОБОВАНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ИНФОРМАЦИИ СВРК НА БЛОКЕ №1 НВАЭС-2

*Семенухин А.В., Саушин Ю.В.*  
АО «Атомтехэнерго», Нововоронежский филиал  
«Нововоронежатомтехэнерго»,  
Нововоронеж, Россия

*Жук М.М.*  
Нововоронежская АЭС, Нововоронеж, Россия

## Введение

Системам внутриреакторного контроля (СВРК) новых и модернизированные проектов энергоблоков АЭС с ВВЭР помимо информационных функций предназначается выполнение и защитных функций. Эти функции заключаются в формировании и передаче в иницирующую часть системы управления и защиты сигналов предупредительной и аварийной защиты по внутриреакторным локальным параметрам: максимальному линейному энерговыделению твэл (Q1) и минимальному запасу до кризиса теплообмена (DNBR). Очевидно, что в связи с этим существенно возрастают требования к техническому обслуживанию СВРК, в том числе и контролю достоверности исходной измерительной информации, поступающей на вход СВРК.

Контроль достоверности исходной информации является одной из важнейших функций первичной обработки. В СВРК реализована функция по проверке на достоверность входных параметров, однако она весьма ограничена в возможностях. Алгоритмы контроля достоверности с применением для сравнения параметров технологического процесса давно и широко используются при проведении физических испытаний СВРК при вводе в эксплуатацию и при эксплуатации энергоблоков АЭС. Под физическими испытаниями СВРК понимаются испытания, направленные на выявление недостоверных показаний датчиков контроля параметров и ошибок функционирования программного обеспечения СВРК.

В настоящее время фактически уже обозначены требования к использованию на АЭС технологий контроля в режиме реального времени (OLM) для технического обслуживания систем контроля и управления [1]. С учетом этих требований специалисты Нововоронежского филиала «Нововоронежатомтехэнерго» (НВАТЭ) АО «Атомтехэнерго» при участии специалистов НИЦ «Курчатовский институт» разработали систему диагностики информации СВРК в режиме реального времени. При разработке этой системы был использован большой объем информации и опыт авторов, полученный при физических испытаниях СВРК при вводе в эксплуатацию энергоблоков АЭС с ВВЭР разных проектов.

При вводе в эксплуатацию энергоблока №1 Нововоронежской АЭС-2 было проведено первое опробование этой системы. Настоящая работа представляет основные сведения о системе, полученные результаты и перспективы ее использования.

## Задачи, решаемые при разработке системы диагностики

Основной задачей при разработке системы диагностики является создание автоматической системы, функционирующей в режиме реального времени. Необ-

ходимо разработать алгоритмы, позволяющие заменить специалиста - человека при проведении технического обслуживания и проверках достоверности исходной информации. При этом выполняемые действия специалиста можно формализовать следующим образом:

1. Необходимо определить режим, в котором находится реакторная установка (РУ).
2. Найти состояние, которое соответствует требованиям проверки на достоверность.
3. Провести проверку на достоверность показаний тех параметров, которые можно проверять в данном режиме работы РУ.
4. Выявить недостоверные показания и выдать соответствующее информационное сообщение обслуживающему персоналу.
5. Сохранить в архив сообщение об обнаруженных недостоверных параметрах.
6. Сохранить текущие результаты проверки на достоверность в архив.

Проводить проверку на достоверность показаний система должна начинать с режима «горячее состояние» или «МКУ», когда можно провести проверку температурного контроля с расчетом аддитивных поправок. Также, в этом режиме работы РУ можно провести проверку на достоверность общетехнологических параметров, например, таких как: перепад давления на главном циркуляционном агрегате (ГЦНА), частота питания ГЦНА, мощность ГЦНА и другие. При работе на мощности выше 10% от номинальной мощности уже возможно провести проверку на достоверность токов датчиков прямой зарядки (ДПЗ) и параметров, участвующих в расчете средневзвешенной мощности РУ.

Все проверки на достоверность показаний информационно-измерительных каналов необходимо проводить в стабилизированном состоянии исходя из применяемой статистической обработки. Стабилизированное состояние можно определить по стабильности характерных параметров для каждого режима работы РУ.

Методики определения достоверности показаний СВРК неоднократно применялись персоналом АТЭ при испытаниях во время ввода в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000 [2]. Таким образом, можно сказать, методики и алгоритмы прошли многократную верификацию. Данные методики используются при разработке рабочих программ физических испытаний СВРК, которые проходят согласование в ОКБ «Гидропресс», НИЦ «Курчатовский институт» и ВНИИАЭС. Для обработки результатов этих испытаний используется специальное программное обеспечение, которое было разработано и опробовано на нескольких энергоблоках разных проектов и с разной конфигурацией программно-технических средств СВРК [3, 4]. В представляемой системе диагностики для определения достоверности используются те же самые алгоритмы, но модифицированные для применения в режиме реального времени.

Сообщения об обнаруженных недостоверных показаниях выводятся на обобщенном формате с цветной индикацией, что позволяет легко воспринимать результаты анализа информации. Кроме того, для анализа причин дефекта существует формат с подробной информацией по результатам расчета.

## Структура системы диагностики

Система диагностики информации СВРК состоит из отдельного компьютера (ноутбука) подключенного через локальную сеть к СВРК. На компьютере

установлена операционная система Windows 7 и специальное программное обеспечение «Диагностика СВРК», которое является определяющим элементом системы. Специальное программное обеспечение разработано специалистами участка внутриреакторного контроля цеха физических и динамических испытаний НВАТЭ.

Программное обеспечение «Диагностика СВРК» состоит из:

1. исполняемого файла Diagnose.exe;
2. базы данных BD\_SVRK.accdb с информацией по параметрам и настройкам для обработки;

3. настроечных файлов в формате ini и txt, в которых хранится информация по определению режима работы РУ и по определению подходящего интервала времени для проведения расчета;

4. шаблоны графиков для быстрого построения зависимостей, необходимых для контроля параметров СВРК;

5. текстовых файлов с сохраненной информацией по результатам обработки;

6. бинарных файлов - архива полученных значений от СВРК.

Структурная схема (см. рисунок 1) дает наглядное представление о системе.

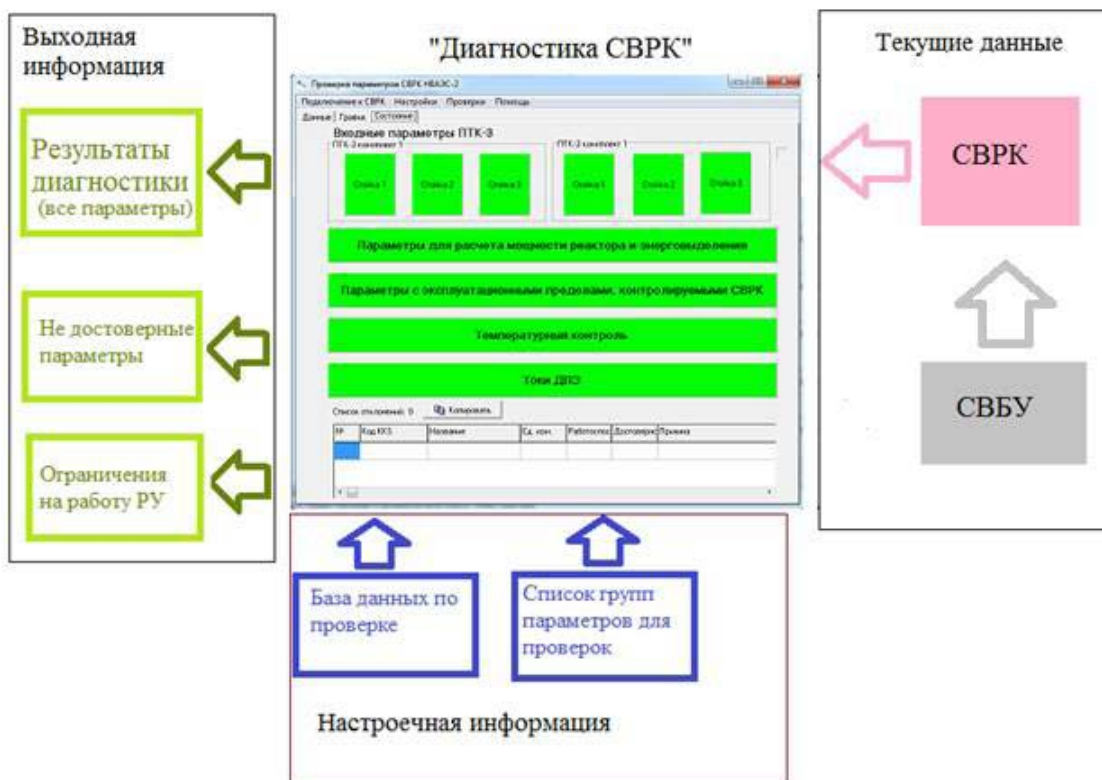


Рис. 1. Структура системы диагностики СВРК

### Функционирование системы диагностики

Получив посылку данных от СВРК, система диагностики заносит ее в буфер. Буфер организован по типу «Первый зашел - первый вышел» (FIFO). Размер буфера может быть установлен любым, как правило, вполне достаточным является 600 посылок, что соответствует длительности сохранения полученных данных за 10 минут. Эта величина может быть изменена по результатам пусконаладочных работ. Размещение данных в буфере необходимо для проведения проверок на множестве значений, а не на точечных данных.

По данным, хранящимся в буфере, система диагностики определяет режим работы РУ. Определение режима работы РУ необходимо для запуска подходящих методик проверки параметров. Выделяются следующие режимы работы:

1. не определен;
2. холодное состояние;
3. горячее состояние / МКУ;
4. мощность реакторной установки до 10% Nном;
5. мощность реакторной установки выше 10% Nном.

Если режим работы РУ - «холодное состояние» или «не определен», то система диагностики не запускает ни одной задачи для определения состояния параметров. В режиме «мощность реакторной установки до 10% Nном» запускаются задачи определения достоверности показаний температурного контроля, перепадов давления на ГЦНА, частоты питания ГЦНА, мощности, потребляемой ГЦНА и других общетехнологических параметров. В режиме «мощность РУ выше 10% Nном» дополнительно к вышеперечисленным задачам добавляются задачи проверки токов ДПЗ и параметров для расчета средневзвешенной мощности РУ.

В режиме «горячее состояние / МКУ» проводится проверка температурного контроля с расчетом аддитивных поправок. Так же в этом режиме проводятся проверки аналогичные режиму «мощность реакторной установки до 10% Nном».

Для определения режима работы РУ используются показания датчиков температур в холодных и горячих нитках, показания нейтронной мощности в каналах контроля АКНП, значения мощности по параметрам первого и второго контура, рассчитываемые в СВРК.

Проверка на достоверность показаний измерительных каналов производится системой «Диагностика СВРК» в стационарном режиме работы РУ. Подходящий стационарный режим «Диагностика СВРК» определяет по контролю набора определенных параметров на стабильность показаний. Для каждого режима существует свой набор параметров. Стабильность показаний параметров определяется по данным, хранящимся в буфере.

Условие стабильности показаний различно для дискретных параметров и для аналоговых. Если на рассматриваемом временном интервале было изменение показания дискретного параметра, то показание считается нестабильным. Для аналогового параметра условие стабильности на рассматриваемом интервале времени

оценивается по скорости его изменения и по значению среднеквадратичного отклонения. Эти характеристики параметра должны не превышать определенных значений. Для оценки скорости изменения используется алгоритм аппроксимации значений параметра линейной зависимостью. На рис. 2 приведено соответствующее окно из интерфейса системы.

При выполнении условий стабильности текущего состояния РУ является, запускаются расчеты на достоверность информационно-измерительных каналов. При выявлении признаков недостоверности на обобщенном формате красным цветом показывается группа, где обнаружен канал с недостоверной информацией (см. рисунок 3).

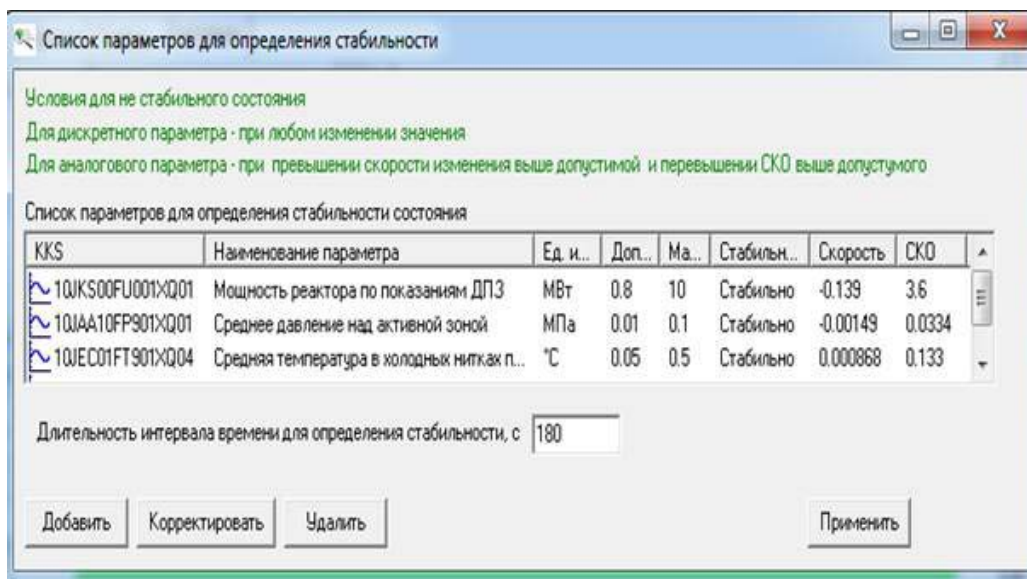


Рис. 2. Окно «Список параметров для определения стабильности»

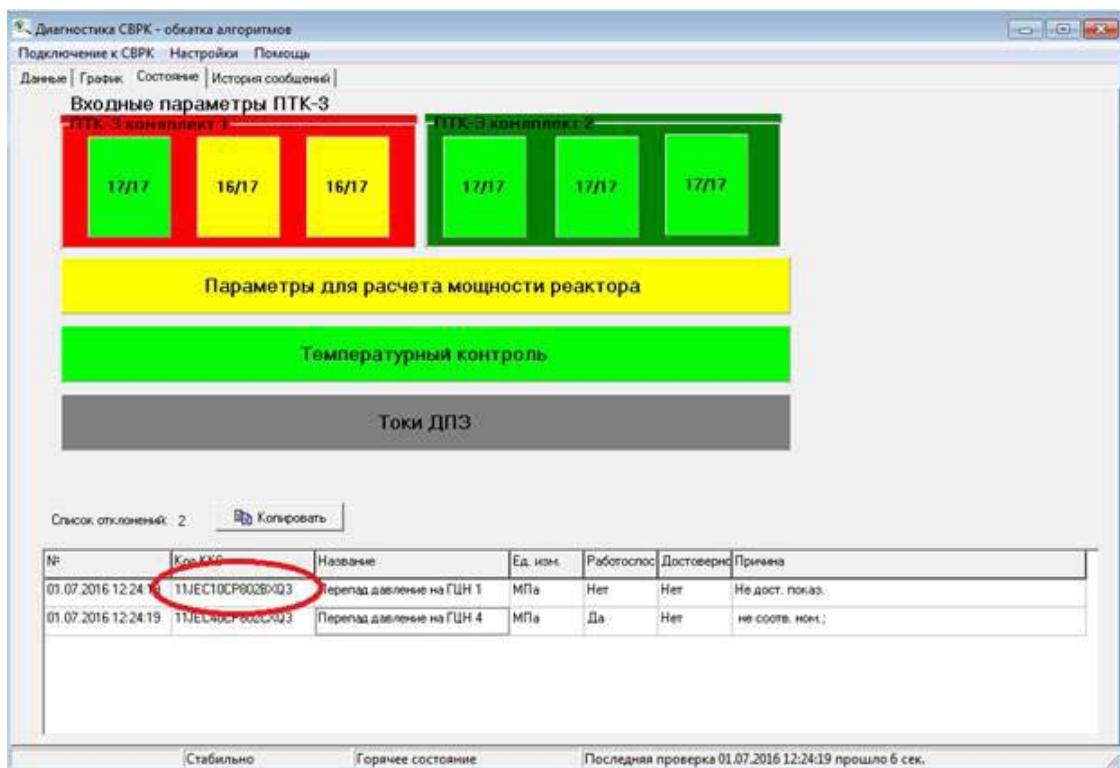


Рис. 3. Обобщенный формат «Диагностика СВРК» с указанием групп с недостоверными показаниями



## Результаты опробования системы диагностики в реальном времени

При вводе в эксплуатацию энергоблока №1 НВАЭС-2 разработанная система диагностики информации СВРК была впервые установлена на объекте назначения и, таким образом, было проведено ее опробование в условиях реальной эксплуатации. Опробование показало, что система диагностика работоспособна и отвечает своему назначению, а также позволила выявить несколько дефектов. В частности, во время опробования на этапе освоения уровня мощности 50% от номинальной мощности системой диагностики были признаны недостоверными показания по одному из каналов контроля перепада давления на ГЦНА-1 (код канала контроля 11JEC10CP802BXQ3) по признаку несоответствия режимному значению. Показания этого канала при работающем ГЦНА-1 составляли около 0,002 МПа. Показания остальных каналов контроля по этому параметру были на уровне 0,630 МПа (см. Рисунок 3). Как оказалось, штатными процедурами проверки и отбраковки СВРК такой явный дефект не идентифицируется. В дальнейшем, по этому каналу контроля и разработчиком СВРК было признано, что показания являются недостоверными и необходимо их вывести из дальнейшей обработки.

Во время опробования на этапе освоения уровня мощности 90% от номинальной мощности система диагностики обнаружила недостоверные показания в канале контроля перепада давления на ГЦНА-2 во второй стойке первого комплекта программно-технического комплекса защиты (ПТК-3). Недостоверность была определена по признаку отклонения показаний больше допустимого от параллельных измерений перепада давления на ГЦНА-2 в других стойках ПТК-3.

Недостоверные показания перепада давления на ГЦНА-2 привели к некорректному расчету запаса до кризиса теплообмена по этой стойке ПТК-3. При непринятии мер по устранению дефекта и его дальнейшем развитии мог сформироваться аварийный сигнал по уменьшению запаса по DNBR (до кризиса теплообмена) меньше допустимого в этой стойке ПТК-3, что не произошло лишь благодаря тому, что запас был достаточно велик. Также это недостоверное показание использовалось на верхнем уровне СВРК в расчете мощности петли №2 по параметрам первого контура. Поэтому значение мощности петли №2 было ошибочно на 8% больше ожидаемого достоверного показания. Далее эта ошибка приводила к ошибочно завышенному значению средневзвешенной мощности РУ на 0.7%. Приведенная цепочка зависимостей показывает, к каким последствиям в конечном итоге может привести только одно недостоверное значение во входной информации СВРК. После обнаружения недостоверных показаний по каналу контроля перепада давления на ГЦНА-2 была выдана рекомендация по выводу показаний из расчета на верхнем уровне и продувки импульсных линий с установкой «нуля» на манометре.

Еще одним характерным примером результатов опробования является, что на этапе освоения уровня мощности 50% от номинальной система диагностики СВРК признала недостоверными показания по одному каналу контроля токов ДПЗ. Недостоверность показаний была определена по признаку «Погрешность

выше допустимой величины», что означало, что шумы или случайная погрешность в этом канале контроля были больше допустимого значения. Следовательно, значение мощности РУ по ДПЗ также рассчитывается с большей погрешностью, как на верхнем уровне, так и в одном из комплектов стоек ПТК-3, куда поступают показания с этого канала контроля. Шумящий канал контроля тока ДПЗ мог привести к расчету с повышенной погрешностью линейного энерговыделения в месте расположения датчика. Соответственно, при определенном эксплуатационном состоянии могло быть ложно достигнуто превышение уставки по QL (линейному энерговыделению) и выработка сигналов предупредительной и/или аварийной защиты. После обнаружения этого дефектного канала была выдана рекомендация вывести этот ДПЗ из обработки как на нижнем уровне так и на верхнем уровне СВРК, что повысило представительность и надежность функционирования СВРК.

## Заключение

Опробование системы диагностики СВРК показало ее работоспособность и выполнение требуемых функций в режиме реального времени в основных эксплуатационных состояниях. Подтверждено, что система оперативно обнаруживает недостоверные показания и выдает соответствующую информацию об этом заинтересованному в этой информации персоналу АЭС. Таким персоналом может быть оперативный персонал или персонал, осуществляющий техническое обслуживание и/или инженерно-физическое сопровождение из соответствующих подразделений АЭС. Подтверждение правильности работы системы диагностики было выполнено сравнением обнаруженных недостоверных показаний с перечнем недостоверных показаний, на основании данных «ручного» способа обработки информации в ходе пусконаладочных испытаний СВРК на уровнях мощности 50, 75 и 100 %Nном.

Специалисты ОЯБ НВАЭС, участвующие в опробовании системы диагностики СВРК, признали, что ее использование для нужд эксплуатации является инновационным решением. В связи с этим, предложено продолжение сотрудничества с НВАТЭ по этой работе при вводе в эксплуатацию энергоблока №2 НВАЭС-2. Также к такой или подобной системе проявляет интерес персонал АЭС Куданкулам (Индия) исходя из опыта эксплуатации на блоках №1, 2.

## Перечень использованной литературы

1. IAEA Nuclear Energy Series. No.NP-T-1.1. On-line monitoring for improving performance of Nuclear Power Plants. Part1: Instrument channel monitoring. IAEA, Vienna, 2008.
2. Саунин Ю.В. Разработка методик комплексных испытаний систем внутриреакторного контроля ВВЭР: Автореф. дис. канд. техн. наук. – ОАО ОКБ «Гидропресс», Подольск, 2010.
3. Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В. Разработка и применение специализированного программного обеспечения при проведении комплексных испытаний системы внутриреакторного контроля реакторов ВВЭР // Тяжелое машиностроение. – 2008. – ноябрь 11.
4. Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В. Специализированное программное обеспечение для проведения комплексных испытаний системы внутриреакторного контроля реакторов ВВЭР // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: Сб.тр. 6-й междунар. научн.-технич. конф., Подольск, 26 мая – 29 мая 2009 г. – Подольск, ОАО ОКБ «Гидропресс».

# ПОВЫШЕНИЕ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ АСУ ТП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО АНАЛИЗА И МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Домуховский Н.А.  
ООО «УЦСБ», г. Екатеринбург

## Введение

При решении задачи обеспечения кибербезопасности автоматизированных систем управления (АСУ) технологическими процессами (ТП) атомной электростанции (АЭС) должны учитываться особенности АСУ ТП АЭС как объекта защиты в целом, определяющие общую стратегию защиты для АСУ ТП АЭС, а также особенности отдельных АСУ ТП АЭС, учитывающие степень их влияния на безопасность АЭС, стадию жизненного цикла и пр.

В настоящем докладе рассматриваются подходы к классификации АСУ ТП АЭС и требования к обеспечению кибербезопасности различных классов АСУ ТП АЭС, приведенные в документе МАГАТЭ «Серия изданий МАГАТЭ по физической ядерной безопасности, № 17. Технические руководящие материалы. Справочное руководство. Компьютерная безопасность на ядерных

установках» [1], описывается модель защиты от киберугроз АСУ ТП АЭС, реализующая рекомендации [1], предлагаются способы практической реализации предложенной модели защиты АСУ ТП АЭС.

## Классификация АСУ ТП АЭС и дифференцированный подход к обеспечению кибербезопасности

В [1] приводится иерархическая классификация АСУ ТП АЭС на основе влияния классифицируемой системы на безопасность ядерной установки (Рис. 1).

В соответствии с [1] к системам защиты относятся контрольно-измерительные приборы и системы управления и защиты (КИП и СУЗ), которые используются для выполнения автоматически запускаемых действий по защите реактора станции, к системам обслуживания устройств безопасности – КИП и СУЗ, осуществляющие действия по обеспечению безопасности, инициированные системами защиты и ручными срабатываниями, к вспомогательным средствам системы безопасности – КИП и СУЗ для систем аварийного энергообеспечения. К системам, связанным с безопасностью, относятся все АСУ ТП АЭС, КИП и СУЗ помещения щита управления, противопожарные системы, системы управления доступом, а также системно-технологическая инфраструктура, обеспечивающая функционирование всех перечисленных систем. К системам, не важным для безопасности, относятся системы управления для функций, не важных для безопасности (например, обессоливание).



Рис. 1. Иерархическая классификация АСУ ТП АЭС

Кроме того, при проведении классификации и планировании работ по обеспечению кибербезопасности АЭС должны учитываться системы, не попадающие в приведенную иерархию: различные системы автоматизации, не связанные с технологическими процессами АЭС, а также внешние каналы (и системы) связи.

Для выработки дифференцированного подхода к обеспечению кибербезопасности АСУ ТП АЭС в [1] применяется зонно-канальная модель. Под зоной понимается логическое объединение систем, имеющих тесную физическую или логическую интеграцию (например, системы, размещенные в одном логическом сегменте сети передачи данных или системы, размещенные физически в одном помещении), а также имеющие аналогичную важность для безопасности АЭС. Под каналом понимается взаимосвязь (логическая или физическая) между зонами.

С точки зрения обеспечения кибербезопасности зона – это совокупность систем, для которых актуальны одни и те же требования по обеспечению кибербезопасности, а канал – это граница доверия, на которой должны размещаться средства, обеспечивающие безопасное взаимодействие между зонами.

В [1] выделено 5 типов (уровней) зон, которым сопоставлены наборы мер защиты:

- меры базового уровня, применяемые для всех уровней зон;
- меры, применяемые в зависимости от типа зоны, разделенные на 5 уровней безопасности: от минимального (уровень 5) до максимального (уровень 1).

Максимальному (1-му) уровню соответствуют зоны, в которых размещены системы защиты АЭС или эквивалентные по значимости для безопасности АЭС системы, минимальному (5-му) уровню соответствуют зоны,

где размещены системы, не попадающие в иерархическую классификацию, приведенную выше.

К мерам базового уровня относятся наиболее типовые меры обеспечения кибербезопасности:

- документирование всех процедур кибербезопасности;
- подготовка персонала в области кибербезопасности;
- концепция минимально необходимых доступов;
- контроль доступа (в том числе, физического) и аутентификация;
- реализация мер контроля состояния защищенности от киберугроз;
- реализация процедур резервного копирования и восстановления.

Наиболее характерными мерами обеспечения кибербезопасности для уровня 1 являются:

- реализация одностороннего канала из зоны уровня 1 во все другие зоны;
- регистрация и мониторинг всех действий в системах, отнесенных к зоне уровня 1;
- жесткая регламентация операций, связанных с модификацией системы.

Для уровня 2 выделены следующие меры:

- реализация одностороннего канала из зоны уровня 2 во все другие зоны;
- допустима входящая сигнальная информация из других зон (например, служебные пакеты протокола TCP, обеспечивающие подтверждение получения информации);
- возможен контролируемый дистанционный доступ;
- четкое разделение между пользователями системы и администраторами (категория персонала, обладающего возможностью модификации системы);
- принятие мер по обеспечению целостности системы.

Для уровня 3:

- контролируемое взаимодействие с зонами других уровней (допускается двустороннее взаимодействие);
- регистрация и мониторинг действий в отношении ключевых компонентов систем;
- возможен контролируемый дистанционный доступ;
- Для уровня 4:
- допускается доступ со стороны пользователей во внешние сети (Интернет);
- допускается дистанционный доступ со стороны внешних сетей.

Для уровня 5:

- допускается доступ систем во внешние сети (Интернет).

Таким образом, можно сформулировать общий алгоритм формирования дифференцированных требований по обеспечению кибербезопасности АСУ ТП АЭС:

1. необходимо идентифицировать все системы АЭС (включая те, которые не являются АСУ ТП);

2. классифицировать системы по степени влияния на безопасность АЭС;

3. провести инвентаризацию систем: выделить состав компонентов и места их размещения, определить физические и логические взаимосвязи, установить состав пользователей каждой системы;

4. выделить зоны и каналы по результатам инвентаризации;

5. определить уровень каждой зоны в соответствии с результатами классификации систем, попавших в зоны;

6. сформировать для каждой зоны набор мер по обеспечению кибербезопасности, включив базовый уро-

вень мер и меры уровня безопасности, соответствующего уровню зоны.

## Выбор модели защиты АСУ ТП АЭС

Модель защиты автоматизированной системы строится, исходя из состава актуальных угроз безопасности системы и возможных негативных последствий их реализации. Для АСУ ТП в целом и АСУ ТП АЭС в частности наиболее критичными негативными последствиями являются [1]:

- утрата целостности программного обеспечения (ПО) или данных;
- утрата готовности системы.

Учитывая перечисленные наиболее критичные негативные последствия для АСУ ТП АЭС, в качестве формальной модели безопасности АСУ ТП АЭС можно рассмотреть модель, рассмотренную в работе К. Биба «Integrity considerations for secure computer systems» [2].

Согласно [2] автоматизированная система обладает свойством целостности, если есть некоторое свидетельство (доверие), что система работает в полном соответствии со своей формальной спецификацией (поведение системы полностью детерминировано и ожидаемо). Поскольку невозможно для реальной системы обеспечить полную верификацию, а значит и полное доверие к тому, что система работает в соответствии со своей формальной спецификацией, вводится понятие степени доверия как некоей меры доверия к системе, что позволяет вводить понятия более доверенной и менее доверенной системы (выстраивать отношение порядка для этой меры).

В работе [2] модель автоматизированной системы представлена двумя множествами:  $S$  и  $O$ .  $S$  – множество активных сущностей системы (субъектов), а  $O$  – множество пассивных сущностей (объектов). Субъекты могут выполнять действия в отношении объектов (осуществлять доступ):

- получение информации из объекта (чтение) –  $o$ ;
- модификация объекта (запись) –  $m$ .

Модель безопасности автоматизированной системы в соответствии с [2] расширяет модель системы следующими сущностями:

$SL$  – решетка меток безопасности – степеней доверия;

$sl$  – функция, действующая на объединении множеств  $S$  и  $O$  и сопоставляющая каждому элементу множества  $S$  или  $O$  метку безопасности из  $SL$ .

В системе определяется ограничение доступа для действий чтения и записи:

$$\forall s \in S, \forall o \in O \quad s \underline{o} \rightarrow sl(o) \leq sl(s) \quad (1)$$

$$\forall s \in S, \forall o \in O \quad s \underline{m} o \rightarrow sl(s) \leq sl(o) \quad (2)$$

После чего вводится понятие домена доступа для субъекта  $s$  (по обеим операциям):

$$\{o \in O \mid sl(o) \leq sl(s) \text{ или } sl(s) \leq sl(o)\} \quad (3)$$

В работе [2] рассмотрены два основных вектора атак, нарушающих свойство целостности системы: воздействие из внешней системы (внешнего домена доступа), не обладающей свойством целостности и внутреннее воздействие на систему (внутри домена доступа), которое меняет ее состояние и, возможно, приводит к утрате свойства целостности (Рис. 2).

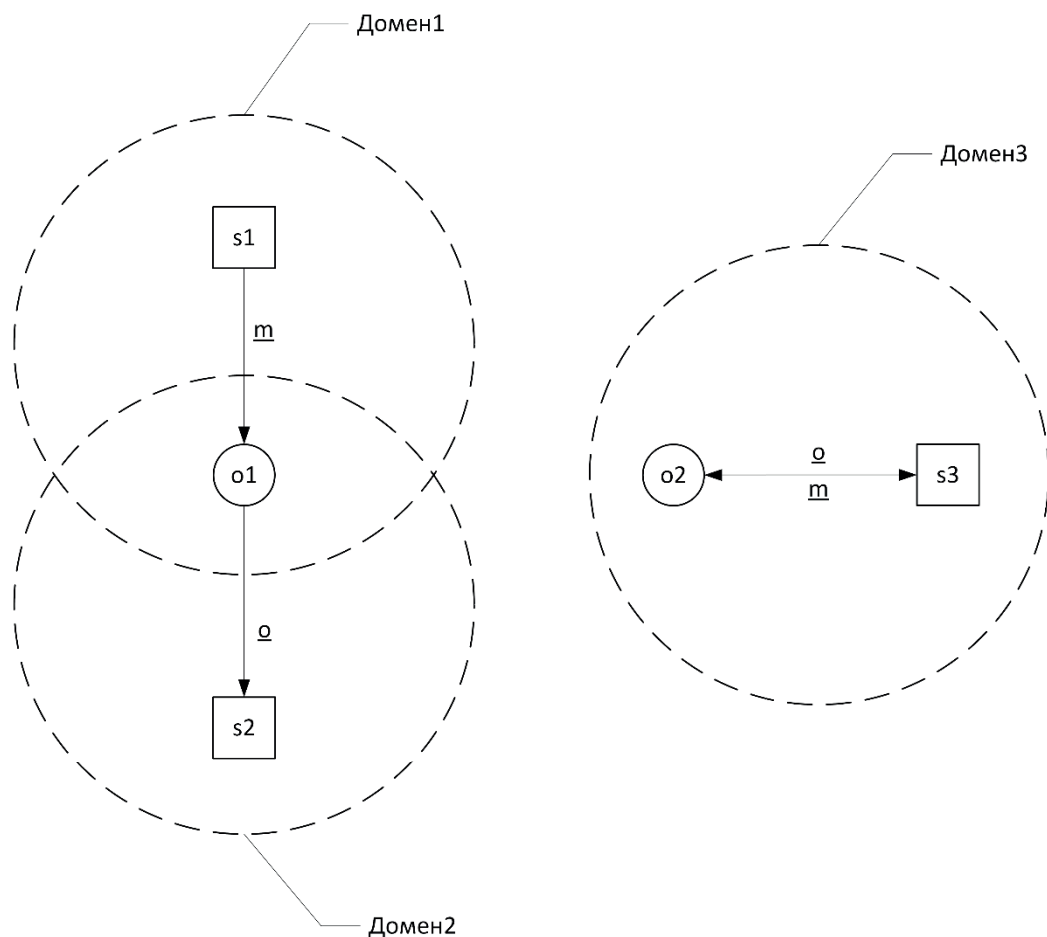


Рис. 2. Внешнее и внутреннее воздействие, нарушающие свойство целостности системы

Для реальных систем указанные воздействия могут быть проиллюстрированы как несанкционированное изменение данных, влияющих на функционирование процессов системы (изменение конфигурации, изменение исполняемого файла и пр.).

В работе [2] рассмотрены различные механизмы реализации политики безопасности в системе, сохраняющие свойство целостности системы. Одна из моделей использует аналог модели мандатного доступа, приведенной в модели разграничения доступа Белла-ЛаПадула: запрет на чтение «вниз» и запрет на запись «вверх». Т.е. для сохранения свойства целостности, субъект, обладающий большей степенью доверия не должен иметь возможности получать информацию от объектов (доменов) с низкой степенью доверия и не должен иметь возможность передавать информацию в объекты (домены) с более высокой степенью доверия.

Применительно к АСУ ТП АЭС результат [2] может быть проинтерпретирован следующим образом:

1. в одной зоне могут быть системы только одного уровня доверия;

2. коммуникация между зонами с разными уровнями доверия должна обеспечить выполнение правил запрета на чтение «вниз» и запрета на запись «вверх».

Реализация требований мандатного разграничения доступа внутри зоны или одной системы не всегда возможна технически, кроме того, не всегда подобная жесткая модель доступа позволяет реализовать основные функции АСУ ТП АЭС, ради которых система создавалась.

Для формирования модели защиты систем внутри одной зоны больше подходит субъектно-объектная модель изолированной программной среды, описанная в [3].

Согласно [3] компьютерная система также представлена множествами субъектов и объектов, между субъектами и объектами возможны доступы на чтение и запись, но, кроме того, множество субъектов может меняться с течением времени.

В модели вводится отдельная функция порождения нового субъекта из объекта (т.е. по аналогии с запуском исполняемого файла (объект), который создает новый процесс в системе (субъект). Объект, из которого формируется новый субъект, называется объектом-источником.

Изменяемость субъектов в этой модели усложняет реализацию мандатной политики в отношении информационных потоков, но в соответствии с [3], сохранение свойства безопасности достижимо, если:

1. в системе действует специальный субъект – монитор безопасности субъектов, который разрешает только порождение фиксированного множества субъектов и только с контролем неизменности объекта-источника.

2. в начальный момент времени в системе обеспечено, что домены всех субъектов не имеют пересечений по операции модификации.

С практической точки зрения это значит, что для систем внутри одной зоны должен быть определен «белый» список ПО, а также должны отсутствовать любые инструменты, позволяющие модифицировать исполняемые файлы или файлы конфигурации ПО системы

(а для того ПО, которое обладает функцией модификации, должно быть обеспечено свойство целостности — т.е. формально верифицировано, что это ПО не нарушит заданный алгоритм работы и не выполнит несанкционированную модификацию объектов в системе).

Модель защиты, описанная выше, во многом соотносится с мерами безопасности, приведенными в [1]. Таким образом, для обеспечения киберзащитности АСУ ТП АЭС необходима практическая реализация озвученных политик безопасности.

Но при практической реализации неизбежно возникает проблема, что присутствующие в АСУ ТП АЭС функции не могут в полной мере реализовать требования формальной модели защиты. При рассмотрении варианта добавления к системе дополнительных элементов, реализующих необходимые функции, нужно понимать, что эти элементы должны пройти ту же процедуру верификации, что и основная система, т.е. их добавление возможно только при создании оригинальной системы разработчиком (иначе уровни доверия систем будут разные).

Таким образом, при практической реализации модели защиты АСУ ТП АЭС необходимо ориентироваться на дополнительные решения, реализующие защиту каналов (односторонние межсетевые экраны, промышленные межсетевые экраны и пр.), а для реализации функций кибербезопасности внутри зоны — максимально использовать существующие функции компонентов защищаемых систем. Использование специализированных систем для обеспечения кибербезопасности возможно, если они были включены в состав основной системы ее разработчиком (и, как следствие, прошли процедуры верификации в том же объеме, что и защищаемая система).

### **Формулировка задачи мониторинга состояния информационной безопасности**

Любая модель является лишь некоторым упрощением реальной системы. Поэтому реализация модели защиты, представленной в предыдущем разделе, не может дать гарантированную защиту от киберугроз для АСУ ТП АЭС, так как:

- формальная модель не учитывает наличие в системе человека, который способен нарушить положения модели;
- реализация формальной модели в реальной системе не может претендовать на абсолютную полноту, так как невозможно идентифицировать все каналы взаимодействия и потоки в реальной системе, а также зафиксировать все возможные субъекты, объекты и их состояния;
- ограничения реализации (недостаточность встроенных функций в АСУ ТП АЭС) могут оставить актуальными ряд уязвимостей в системе, которые могут быть использованы для проведения кибератак.

Таким образом возникает задача мониторинга состояния реальной системы и сравнения этого состояния с некоторым эталоном, соответствующим доверенному состоянию системы.

Решение указанной задачи сводится к следующему алгоритму:

1. описать набор параметров реальной системы, которые характеризуют ее состояние с точки зрения модели защиты;
2. обеспечить сбор параметров без нарушения модели взаимодействия систем с разным уровнем доверия;

3. обеспечить механизм определения безопасности текущего состояния, т.е. состояния, для которого корректно реализована модель защиты;

4. обеспечить выявление признаков нарушения безопасности (целостности), что позволяет учесть неполноту модели защиты.

Набор параметров реальной системы, характеризующий ее состояние с точки зрения модели защиты может быть очень широк, но минимально в него попадают:

1. состав компонентов системы, включая: технические средства, ПО (встроенное, общее и специальное), конфигурацию ПО.
2. информационные потоки между компонентами системы;
3. сигналы и команды циркулирующие внутри системы и передаваемые между системой и смежными системами.

Сбор параметров должен не нарушать требования запрета чтения «вниз» и записи «вверх». Т.е. средство мониторинга может дистанционно считать информацию об объектах (без установки собственных компонентов — агентов в защищаемую систему), а компоненты системы могут пересылать на средство мониторинга произвольную информацию (например, сигналы, команды, события и пр.).

Механизм определения безопасности текущего состояния может использовать как метод явной фиксации безопасного состояния (и тогда любое выявленное отклонение от него признается небезопасным), либо использовать методы машинного обучения для автоматического определения класса текущего состояния на базе сформированной в процессе обучения базы.

### **Реализация системы мониторинга состояния информационной безопасности**

В качестве примера практической реализации системы мониторинга состояния информационной безопасности рассмотрим комплекс ДАТАРК производства ООО «УЦСБ».

Комплекс ДАТАРК реализует сбор следующих параметров защищаемой системы:

- состав сетевых узлов системы (для сетей на базе протокола Ethernet);
- конфигурация сетевых узлов (состав параметров зависит от конкретного типа узла и может настраиваться администратором системы);
- информационные потоки между узлами внутри системы и при взаимодействии со смежными системами;
- события информационной безопасности, регистрируемые компонентами защищаемой системы.

Для всех собранных параметров определяется доверенное (эталонное) состояние: перечень одобренных сетевых узлов и информационных потоков между ними, эталонная конфигурация сетевых узлов и установленного на них программного и аппаратного обеспечения.

Комплекс ДАТАРК поддерживает функционирование в различных режимах, что позволяет реализовать мониторинг состояния информационной безопасности АСУ ТП АЭС различных уровней критичности.

Для уровня 1 реализуется анализ копии сетевого трафика, получаемого из сегмента защищаемой системы. Анализ трафика позволяет собирать информацию о составе сетевых узлов, информационных потоках между ними, а также фиксировать события от сетевых узлов,

если они допускают использование односторонних протоколов передачи данных (например, syslog, SNMP trap). При такой схеме подключения выполняются защитные меры Уровня 1 в части взаимодействия с другими зонами (только односторонняя передача), но отсутствует возможность сбора конфигураций отдельных сетевых узлов.

Для уровня 2 допустим дистанционный доступ в выделенные промежутки (например, при проведении технического обслуживания системы), соответственно комплекс DATAPK постоянно производит сбор тех же данных, что для уровня 1, но при переводе системы в режим технического обслуживания дополнительно реализуется сбор конфигураций с сетевых узлов защищаемой системы.

Для уровней 3 и выше DATAPK реализует сбор данных в полном объеме, соблюдая принцип отсутствия записи «вверх».

Собранные данные анализируются комплексом DATAPK с целью выявления явного нарушения состояния безопасности системы (при наличии любого отклонения от эталона: новый информационный по-

ток, новых сетевой узел или изменение конфигурации какого-либо устройства или ПО), а также выявления признаков нарушения безопасного состояния путем анализа всего сетевого трафика на предмет наличия известных сигнатур сетевых атак, а также путем анализа и корреляции событий информационной безопасности, собираемых с компонентов защищаемой системы.

Таким образом, использование комплекса DATAPK позволяет реализовать постоянную оценку состояния защищенности АСУ ТП АЭС, не нарушая при этом свойства доверенности (целостности) защищаемой системы.

#### **Список литературы**

1. Международное агентство по атомной энергии, Технические руководящие материалы. Справочное руководство. Компьютерная безопасность на ядерных установках, Серия изданий МАГАТЭ по физической ядерной безопасности, № 17 – Вена, 2012.
2. K.J. Biba. Integrity considerations for secure computer systems. – США, 1975.
3. Н.А. Гайдамакин, Теоретические основы компьютерной безопасности. – Екатеринбург, 2008.

# РАЗВИТИЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСКОЙ СРЕДЫ: МИРОВЫЕ ТРЕНДЫ И ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Ляхова Е.В., Хлебникова Н.С., Чернов О.В.  
Госкорпорация «Росатом», Москва

## Теоретический анализ и наблюдаемые тренды

В сегодняшнем мире происходят очень стремительные изменения. Мы наблюдаем ежегодное обновление линеек высокотехнологичных продуктов (гаджеты, автомобили), увеличение доли «зелёной энергетики» с распределённой моделью управления («Smart grid») и возможностью поставки избытка производимой частным домохозяйством электроэнергии обратно в сеть, переход к платформенным цифровым решениям в области b2c и b2b (Uber, Alibaba, Predix, MindSphere) и появление нового высокорентабельного продукта — данные об эксплуатации актива (например, на базе Predix у GE). Совокупность этих изменений принято именовать как «третья промышленная революция», о чём в 2011 г. известный европейский визионер Джереми Рифкин издал отдельную книгу.

В предисловии книги Д. Рифкина приводится цитата председателя Европарламента Ханса Герта Пёттеринга на втором форуме ЕС «Агора граждан» 12 июня 2008г.: «Приоритетной задачей Европейского союза в первой половине XXI века, по словам Джереми Рифкина, «должно стать лидерство в третьей промышленной революции». Сокращение выбросов углекислого газа — всего лишь часть проблемы: настало время перехода к низкоуглеродной экономике. ... На карту поставлено будущее Европейского союза, и о «будущем» нельзя думать как о том, что будет после нас! Мы не имеем права упустить такую возможность: третья промышленная революция — это шанс перевести европейскую экономику на перспективную и устойчивую основу и таким образом, обеспечить её долгосрочную конкурентоспособность.». То есть Евросоюз рассматривает изменения, происходящие в проживаемой нами времена, как вызов для себя и своего будущего.

Элвин Тоффлер, американский социолог и футуролог, в 1980 г. в своей книге «Третья волна» выделил три так называемых «волны развития человечества» (см.

рис. 1), где каждая из них характеризуется своей ресурсной базой и средствами производства.

Э. Тоффлер оценивает, что в течении 2030-х гг. в мире должен завершиться переход к «третьей волне», акценты смещаются к человеку и человеческому капиталу, а «... Для управления промышленными предприятиями и офисами будущего компаниям Третьей волны понадобятся работники, более способные к самостоятельной деятельности, скорее изобретательные, нежели беспрекословно выполняющие указания.».

Если следовать указанной логике развития, то в настоящий момент складывается не только новый технологический уклад и новая экономика, но и свои герои и свои более конкурентные в этих условиях модели деятельности.

О таких героях в формулировках, наиболее близких к сегодняшнему дню, в начале XX века начал говорить австрийский экономист и социолог Йозеф Шумпетер. В своей работе «Теория экономического развития» 1911 г. он утверждает: «... Производить — значит комбинировать имеющиеся в нашей сфере вещи и силы... экономическое развитие представляет собой существенно новое использование услуг труда и земли... Принято также характеризовать фигуру предпринимателя при помощи таких понятий, как инициатива, авторитет, дар предвидения ... Среда постоянно предоставляет им новые возможности, но в первую очередь новые открытий и изобретения пополняют постоянно существующий запас знаний... мы твердо придерживаемся того мнения, что то или иное лицо в принципе является предпринимателем, только если оно «осуществляет новую комбинацию» — оно перестает быть таковым, когда учрежденное им «дело» начнет дальше функционировать в рамках кругооборота ... Право собственности на промышленное предприятие или вообще на любое «имущество» не является для нас существенным признаком предпринимателя».

Другими словами, Й. Шумпетер прямым образом проводит границу между «функционированием в рамках кругооборота» и «осуществлением новой комбинации», между руководителем и предпринимателем, прямо указывая на источник и агента экономического развития (см. Таблица 1).

Такой теоретический анализ позволяет дать объяснение происходящим на наших глазах переформатированием глобальных игроков, сменой, как принято говорить, ландшафта субъектов экономической деятельности, выделить наиболее адекватные этим изменениям модели деятельности.



Рис. 1. Три волны развития человечества Элвина Тоффлера

**Таблица 1.** Сравнительные характеристики «руководителя» и «предпринимателя» по Йозефу Шумпетеру

Характеристики деятельности	Руководитель	Предприниматель
Создание новых комбинаций	-	да
Функционирование в регулярной деятельности	да	-
Использование новых возможностей	-	да
Право собственности на имущество	да	-
Автоматизм рабочего процесса	да	-
Стремление к переменам	-	да
Следование предыдущему плану	да	-
Следование вновь разработанному плану	-	да

Рассмотрим пример с крупной американской логистической компанией FedEx, предоставляющей почтовые, курьерские и другие услуги доставки по всему миру (входит в список Fortune 1000 по итогам 2012 года, основана в 1971 г.). Как показано на иллюстрации (рис. 2) в современных условиях развития цифровых платформ, этой крупной компании в её отдельных видах деятельности начинают составлять конкуренцию компании, которые ещё вчера были стартапами. Такую ситуацию, как регулярное явление переживаемого нами времени описывают как: «маленькие рыбки съедают большую рыбку».

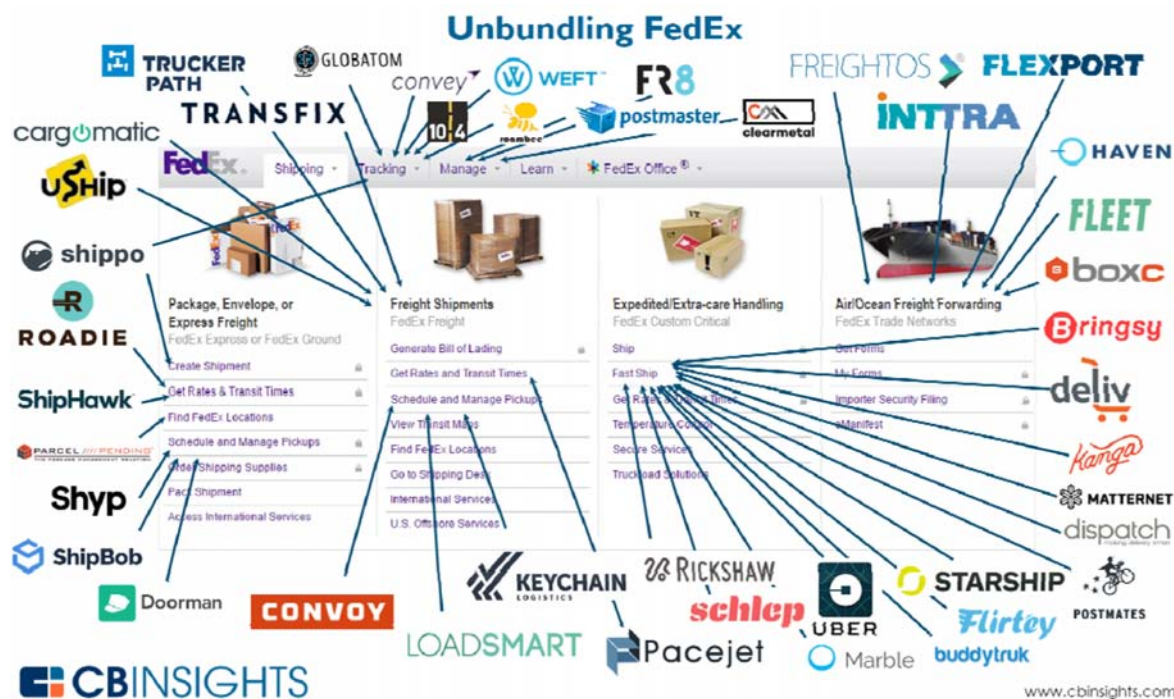
В частности, в деятельности «быстрой доставки» (Fast Ship) на ряду с несколькими другими компания мы наблюдаем участие компании Uber. В России компанию Uber знаем, прежде всего, как оператора услуг такси, а так же доставки еды. Однако, в мире, Uber имеет бизнесы по предоставлению сервиса управления воздушными перелётами на вертолётах (ОАЭ), перевозки

на лодках (Турция), перевозка домашних животных, сервис заказа еды и др. Таким образом, компания Uber является не просто поставщиком услуг для потребителей, а создателем различных видов бизнесов – её основной продукт – это бизнесы. Если это так, то учитывая логику Э. Тоффлера, важно задать вопрос: на какой компетенции, на каком знании строит своё конкурентное преимущество данный предприниматель? Ответ: на картографии. Для этой цели Uber в 2015 г. на два года привлекает к себе Бриана МакКлендона для создания Uber Maps, ранее уже создавшего и возглавлявшего похожее подразделение Google Maps. В одном из своих интервью Бриан, работая в Uber, говорил: «Точные карты – это сердце нашего сервиса, хребет нашего бизнеса».

Встречаются разные оценки степени успешности деятельности Uber: от восторга успехами компании, до критики и констатации её не удачи. Здесь имеет смысл более внимательно рассмотреть одну из внешне наблюдаемых технологий их работы. Uber, при вхождении на уже сформированный и занятый другими конкурентами рынок, действует в три шага: демпинг в течении нескольких лет и занятие за счёт этого доли рынка, достижение соглашения о слиянии с лидером рынка, соинвестирование с новым партнёром в развитие технологий на данном рынке.

Таким образом, для Uber ценным является не сама по себе экономическая эффективность одного из его бизнесов в момент выхода на «рынок», а потенциальная доля в сети бизнесов, расположенных на территории. А учитывая, что Uber имеет несколько видов деятельности, то входя, например, в географическую территорию с услугами такси, он получает знание и возможность вхождения на эту территорию с другими видами деятельности, например, с перевозкой на вертолётах.

Проведя рассмотрение наблюдаемых тенденций, учитывая примеры FedEx и Uber можно сформулировать несколько ключевых характеристик, отличающих экономические «пирамидальную» и «сетевую» модели друг от друга (таблица 3).



**Рис. 2.** Иллюстрация принципа «маленькие рыбки съедают большую рыбку»



Таблица 2. Примеры действий Uber на рынках услуг такси в Китае, в России и странах СНГ

Шаги вхождения и удержания в рынках	В Китае	В России и странах СНГ
ШАГ 1. Вхождение в конкурентный рынок и демпинг для занятия рынка	Пытаясь конкурировать с местными сервисами, компания теряет около \$1 млрд. ежегодно. И все зря: к 2016 году гигант Didi Chuxing занимал более 87% рынка, а Uber пытался освоить оставшийся сегмент, увеличивая субсидирование поездок	В России Uber начал демпинг для увеличения рыночной доли. В 2014 г. запустился сервис UberX, где минимальный заказ составлял 99 руб. — вдвое меньше, чем у конкурентов. В 2017 г. «Яндекс.Такси» оставался лидером онлайн-сегмента, занимая до 50%, а Uber — 23%. Конкурентная гонка в России и СНГ стоила Uber \$170 млн. за три года
ШАГ 2. Вхождение в партнёрство с лидером	Далее стало ясно, что такая стратегия не работает, и Uber China объявила о слиянии с Didi Chuxing Technology	В июле 2017 г. «Яндекс.Такси» и Uber подписали соглашение об объединении бизнеса и сервисов по онлайн-заказу такси в России, Азербайджане, Армении, Белоруссии, Грузии и Казахстане
ШАГ 3. Совместное с партнёром инвестирование в бизнес	В августе 2016 Uber достигла договорённости о продаже своей дочерней компании Uber China компании Didi. Didi, в свою очередь, собирается инвестировать \$1 млрд. в Uber Global	Компании решили вложить в объединённую структуру \$325 млн. На 59,3% платформа будет принадлежать «Яндексу», на 36,6% — Uber, и на 4,1% — сотрудникам платформы

Источник: www.forbes.ru

Таблица 3. Сравнительная таблица «пирамидальной» и «сетевой» экономических моделей

Факторы	«Пирамидальная» модель	«Сетевая» модель
Базовая архитектура	«Цепочка создания стоимости»	Партнёрская сеть экономически самостоятельных бизнес-компаний
Механизм экономического управления	Снижение затрат по каждому из переделов (этапов) создания стоимости	Управление маржинальностью. Готовность нести убытки одним видом деятельности/ бизнесом или на некотором периоде времени ради вхождения в сеть потенциального партнёра
Управление эффективностью	Перераспределение затрат низкоэффективных «переделов» на соседние, более эффективные. Производительность всей «цепочки» равна производительности самого неэффективного «передела»	Необходимый уровень эффективности определяется «рынком». Те бизнес-единицы, не способные экономически конкурировать - ликвидируются, на их месте создаются другие бизнес-единицы или приходят более эффективные конкуренты

Будущее, прогнозируемое визионерами, сбывается. Вслед за ними, наш анализ текущих трансформаций указывает на смену традиционных и появление новых понятий и смыслов. Пирамиды корпоративного управления переворачиваются, где менеджмент в бурно осуществляемых изменениях уже не столько принимает единоличные решения, сколько прислушивается к наблюдаемым тенденциям, а система управления «уплощается»; долгосрочная стратегия сменяется средне- и краткосрочными программами и формулируется через пробные действия отдельными проектами; инновациями становятся не уникальные научные разработки больших коллективов, а быстро собираемые конструктивные решения из собственных и приобретенных у партнёра микро технологических решений; на смену операционному персоналу компании приходят роботы, а субъектом, формирующим основную экономическую ценность является предприниматель.

Всё это является той теоретической основой, которая подтолкнула блок инвестиций и экономики Госкорпорации инициировать тему «корпоративного предпринимательства» в отрасли и постепенно искать методические и организационные формы её развития.

### Методические основы подхода, реализуемого в Госкорпорации

С учётом вышеуказанных изменений, Госкорпорация ориентируется на модель постепенного эволюционного изменения своей деятельности. По мере автоматизации текущих процессов у сотрудников больше

времени высвобождается на «интеллектуальное творчество» и индивидуальное проявление своих профессиональных талантов. Проектная деятельность в графике персонала увеличивает свою долю, а реальный практический опыт замещает внешнюю экспертную оценку.

В новых условиях экономическая эффективность не может обеспечиваться только успешным поиском продуктовых ниш, всё большее значение приобретает скорость создания продукта, а так же стратегия работы с компетенциями, способными создать необходимый продукт (или даже новый продукт с новым рынком) и технологию по его масштабированию, обеспечивающую допустимые экономические параметры будущего производства.

С учётом положений Й. Шумпетера, в центре такой деятельности стоит «предприниматель» («корпоративный предприниматель»), призванный восстановить карту имеющихся и разрабатываемых технологий в интересующей области деятельности (рис. 3), и найти в ней технологическую нишу, которую он готов заполнить своей предприимчивостью. В такой модели Госкорпорация, создавая инфраструктуру для корпоративного предпринимателя, определяет правила допустимого распространения знания о текущей и будущей деятельности отрасли (информационная безопасность и интеллектуальная собственность) и консолидирует под ожидаемые изменения инвестиционный ресурс. Третьим элементом такой модели являются компетенции и технологические решения в форме стартапов, из которых корпоративный предприниматель, «комбинируя», собирает новую конкурентную деятельность.



Рис. 3. Три позиции, делающие возможным появление новых бизнесов Госкорпорации.

Публичное обсуждение в Госкорпорации данной модели началось с отраслевой конференции по развитию корпоративного предпринимательства в мае 2017 года. Руководством отрасли было поддержано развитие данной темы, а участники конференции, в лице сотрудников инвестиционных и экономических функций, а также руководителей отраслевых проектов высказались за необходимость создания поддерживающей инфраструктуры, помимо уже действующей в отрасли. В частности, была сформулирована потребность создания бизнес-инкубатора или инвестиционного фонда, как выделенной единицы, поддерживающей предпринимательскую среду.

На второй конференции по развитию предпринимательской среды в декабре 2017 г. была проведена ревизия имеющихся в отрасли инициатив, относящихся к инфраструктуре корпоративного предпринимательства, сформирована соответствующая «Карта инвентаризации». Вторая конференция проводилась в более открытом формате, с участием внешних представителей корпоративного предпринимательского сообщества из компании Яндекс, инжинирингового центра ComMechLab, экспертов с опытом работы в качестве лидеров изменений в Daimler AG (Mercedes-Benz Vans), ТС Пятёрочка, ОАО «РВК».

В ходе конференций и других открытых обсуждений внутри отрасли в явном виде выделились четыре основных элемента инфраструктуры развития деятельности в новых условиях (рис. 4). Первое, это непосредственное организационное оформление и нормативная поддержка деятельности корпоративного предпринимательства в среде Госкорпорации; второе – открытые площадки, как источник новых идей, технологий и компетенций, в том числе в форме стартапов; третье – поддерживающие программы, дотягивающие (акселерирующие) поступившие стартапы до состояния, когда они готовы



Рис. 4. Минимальный состав элементов инфраструктуры создания новых бизнесов

быть интегрированы в отрасль для решения имеющихся задач и, четвертое – механизмы инвестирования, позволяющие достаточно быстро и, с принятием выше среднего в Госкорпорации уровня инвестиционного риска, выделять необходимый ресурс.

Наличие данной инфраструктуры по работе с «открытыми инновациями» не исключает, а дополняет имеющиеся отраслевые механизмы по инвестированию во внутренние инновации, стимулируя собственные корпоративные разработки к более высокой сопротивляемости происходящим в мире технологическим изменениям.

### Принятые решение и реализуемые изменения в Госкорпорации

В этих новых условиях по новым направлениям деятельности отрасли создаются компании-интеграторы для организации и запуска бизнесов; масштабируется модель мотивации на среднесрочные результаты (отложенная мотивация) и на связь вознаграждения с величиной фактической прибыли; налаживается инфраструктура поиска идей за пределами отрасли и их доведения до готовности применения в организациях Госкорпорации. Развиваются формы венчурного инвестирования и гибкие модели принятия инвестиционных решений. Организована и развивается отраслевая Школа управления проектами, поддерживающая профессионализацию и командообразование в такой неустойчивой деятельности как проектная.

В частности, весной 2018 г. по итогам проведения отраслевой конференции руководителей, нормативно закреплены положения о необходимости перехода к модели корпоративного предпринимательства, обсуждён процесс запуска деятельности корпоративного предпринимателя (см. рис. 5) и определена организационная форма старта его деятельности – стратегическая программа Госкорпорации.

Как упоминалось выше, немаловажным в деятельности корпоративного предпринимателя является время, что в контексте корпоративной структуры значит – скорость принимаемых решений. Для этой цели для каждой стратегической программы создаётся Управляющий совет стратегической программы (УС) на время реализации программы (рис. 6). Определён типовой состав его участников и его типовые полномочия, в том



Рис. 5. Этапы запуска стратегической программы создания нового бизнеса.



Рис. 6. Границы делегирования решений при управлении созданием нового бизнеса

числе делегировано часть решений со стороны органа принятия инвестиционных решений в лице Стратегического совета Госкорпорации (СС). Так же УС принимает решения по M&A и ключевые решения по управлению проектами стратегической программы. С учётом особенностей каждой из стратегических программ, в состав УС могут быть включены внешние по отношению к отрасли участники, включая партнёров и подрядчиков. На первых этапах реализации стратегической программы для целей её реализации может быть создан соответствующий проектный офис, где по мере развития зрелости направления стратегической программы, данный проектный офис может быть переоформлен в юридическое лицо (компанию), а его УС – в совет директоров.

Помимо непосредственного оформления и нормативной поддержки деятельности корпоративного предпринимательства в среде Госкорпорации, вторым существенным элементом инфраструктуры корпоративного предпринимательства являются открытые площадки, как источник новых идей, компетенций и стартапов.

С этой целью Госкорпорацией совместно с Фондом Сколково в течении четвёртого квартала 2017 г. и первого квартала 2018 г. по основным новым направлени-

ям деятельности Росатома проводился Конкурс стартапов «Вектор» (рис. 7).

При проведении Конкурса для заявителей ключевым формальным требованием было наличие опытного образца или прототипа. Не всегда качество стартапов соответствовало заданным формальным требованиям. На заявочном этапе было получено 1103 проекта, из них в полуфинал вышло 122 проекта, в финал – 5 проектов, которые получили денежные призы от Госкорпорации и возможность получения грантов от Фонда «Сколково». Данный Конкурс по количеству пришедших заявок стал наиболее крупным в РФ из проводимых до настоящего времени. К участию в Конкурсе удалось привлечь более 100 экспертов крупных компаний, Фонда Сколково и Росатома.

Обработанные результаты Конкурса «Вектор» являются базой для запуска корпоративного акселератора на площадке одного из дивизионов отрасли. Задачами акселератора являются обеспечение «встречи» корпоративного предпринимателя, как «заказчика» на стартап/проект, и, с другой стороны, разработчика или команды стартапа, как носителей конкурентных компетенций, способных решить отдельные задачи, стоящие перед корпоративным предпринимателем. Для этого аксе-



Рис. 7. Показатели открытого международного конкурса стартапов Госкорпорации «Вектор»

лератор осуществляет необходимые образовательные программы для команды стартапа, имеет возможность организовать процесс инкубирования технологии, то есть обеспечить необходимой технологической экспертизой со стороны корпоративного предпринимателя или лидеров рынка за пределами отрасли, сопровождает сервисами в области бухгалтерии, права, М&А и т.п.

Следующим элементом инфраструктуры корпоративного предпринимательства является инструмент инвестирования и, в частности, созданный в Госкорпорации Корпоративный венчурный фонд (КВФ). Данная функция Госкорпорации в форме простого товарищества вынесена за пределы корпоративной структуры отрасли с минимально возможным выполнением общекорпоративных требований — только это может обеспечить необходимую гибкость и скорость принятия решений, и, вместе с тем, сделать возможным выставление Фонду высоких рыночных требований к его доходности. Помимо прямой цели Фонда по выполнению им инвестиционных показателей, в принятии решении об инвестировании предпочтение отдаётся тем стартапам, которые способны при достижении своего уровня зрелости стать партнёрами или поставщиками организаций отрасли, используя наиболее передовые конкурентные производственные технологии.

Таблица 4. Характеристики Корпоративного венчурного фонда Госкорпорации

Характеристики	Показатели
Целевой объем фонда	от 3 млрд. руб., далее несколько сценариев в зависимости от успешности 1-го закрытия
География инвестиций	Российские компании не менее 50%
Инвестиционный период	5 лет, далее несколько сценариев в зависимости от успешности 1-го закрытия
Основные ресурсы фонда	акселераторы и конкурсы; университеты и научные центры; государственные и корпоративные программы Росатома

Для решения таких задач в КВФ привлечена внешняя по отношению к отрасли команда, имеющая необходимый опыт.

Дополнительно, в качестве инструментов, поддерживающих реализацию проектов в составе стратегических программ корпоративных предпринимателей, в отрасли создана и развивается Школа управления проектами (ШУП). Она призвана через программы обучения в области проектного управления, учитывая специфику методологии отрасли, обеспечить необходимый уровень компетентности руководителей проектов и членов проектных команд, создать условия для их профессионализации и, за счёт этого, повысить в целом производительность проектной деятельности отрасли. Однако, более детальное описание данного направления работ Госкорпорации находится за границами настоящего доклада.

Описанные в настоящем докладе реализуемые изменения создают инвестиционную экосреду отрасли, обеспечивая её открытость и адаптивность изменениям в мире, стимулируя развитие и поддержку корпоративного предпринимательства на базе внешних и внутриотраслевых идей, компетенций и передовых решений.

## ПЛАНИРОВАНИЕ РАСХОДОВ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Осецкая М.М.

АНО ДПО «Техническая академия Росатома», г. Обнинск

Развитие ядерной энергетики как наукоемкой инновационной отрасли обусловлено перспективными направлениями повышения конкурентоспособности предприятий Госкорпорации Росатом (далее – ГК Росатом) и входящих в ее контур, такими как:

- снижением себестоимости электроэнергии [1];
- сокращением сроков протекания процессов [2];
- созданием новых ядерных энергетических установок (ЯЭУ) [3];
- цифровизацией технологических процессов и экономики [4];
- развитием новых бизнесов, таких как сельхозрадиология [5], ядерная медицина [6], альтернативная энергетика [7] и другие.

Рассматривая вопрос снижения себестоимости электроэнергетики АЭС на всем жизненном цикле станции, внедрение новых техник и технологий дает толчок расширению внешнеэкономического потенциала России в области замыкания ядерного топливного цикла (ЯТЦ), реакторостроения, технического обслуживания и ремонта (ТОиР), подготовки кадров [8-11]. Следует отметить, что мировой рынок ядерных энергетических технологий не безграничен, возможности рынка не будут бесконечными и регионы, в которых ГК Росатом сегодня представлен, имеют определенные пределы, что формирует новые вызовы развитию Госкорпорации. Стремительное изменение мира задает новые приоритеты и придает новый импульс потребностям заказчиков.

Руководители электроэнергетических предприятий сталкиваются с задачей оптимизации расходов и выбора статей затрат, подлежащих сокращению при безусловном соблюдении принципов надежности и безопасности функционирования энергетического объекта. В целях подтверждения или опровержения гипотезы о существенном влиянии расходов на заработную плату на экономический результат деятельности предприятия в виде выручки и прибыли, предложено рассматривать планирование производства традиционно, исходя из определения целевой функции и уравнений ограничений.

Классическая экономико-математическая модель задачи планирования производства предприятия в большинстве случаев заключается в определении [12]:

1) Целевой функции, где  $n$  – количество источников электрической энергии,  $E_i$  – расход энергоресурсов источником электрической энергии,  $E_i = f(W_i)$ ,  $W_i$  – отпуск энергии (нагрузка)  $i$ -го источника;

2) Уравнений ограничений:

- балансового, где заданное количество отпуска энергии или суммарная нагрузка всего оборудования, производящего энергию;
- в виде неравенств.

В общем случае уравнений ограничений может быть  $m$  при условии  $m < n$ .

Если расходные характеристики источников электрической энергии  $E_i$  являются непрерывными с непрерывно возрастающими производными при увеличении нагрузки  $W_i$ , то для решения задачи оптимального планирования производства с учетом распределения нагрузок можно использовать метод множителей Лагранжа.

Показано, что функция выручки зависит от факторов производства нелинейно

$$Y = Q \times P, \quad (1)$$

где  $Y$  – зависимая (объясняемая) переменная, представляющая собой необходимую валовую выручку предприятия,  $Q$  – выработка, количество произведенной электроэнергии за календарный год,  $P$  – отпускная цена электроэнергии за календарный год, функция которой аналитически имеет вид

$$P = \frac{\alpha + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \beta_4 x_4 + \beta_5 x_5}{Q}, \quad (2)$$

где  $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$  – вектор независимых (объясняющих) переменных, а именно:  $x_1$  – материальные затраты, в том числе расходы на топливо;  $x_2$  – расходы на оплату труда;  $x_3$  – страховые взносы;  $x_4$  – амортизация,

$x_5$  – прочие затраты, в том числе услуги сторонних организаций (например, на ремонт);  $\beta$  – вектор параметров (подлежащих определению);  $\alpha$  – ценовая надбавка (прибыль).

Отметим, что в виду того, что цена на электроэнергию формируется не затратным способом, а искусственно устанавливается формированием тарифа (цены) на электроэнергию, обусловленным государственным регулированием, несмотря на декларируемые принципы свободного нерегулируемого рынка энергии и мощности регулирующими органами, использование нелинейной модели ограничивается воздействием внешних факторов: политических, социально-экономических, экологических и других. При классическом рыночном формировании цены на электроэнергию, возможно, нелинейная модель более точно описывала бы значенную результирующего показателя.

Нелинейную модель (1) путем логарифмирования, преобразуя в линейную модель, вида

$$\ln(Y) = \ln(Q) + \ln(P), \quad (3)$$

также можно использовать при определении влияния факторов себестоимости и объемов производства на необходимую валовую выручку, ЕВІТ.

Производственную функцию предложено рассматривать в линейном виде

$$Y = \alpha + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3 + b_4 x_4 + b_5 x_5, \quad (4)$$

где вектор независимых (объясняющих) переменных – это материальные расходы, расходы на заработную плату и страховые взносы, амортизационные отчисления, прочие расходы.

В работах [12-15] рассмотрены особенности формирования производственной программы предприятий электроэнергетикой отрасли (АЭС, ГЭС, ТЭС). Представленные результаты свидетельствуют, что относясь к одному «перделу» электроэнергетики – производство электроэнергии, – предприятия имеют схожую производственную модель.

Так, на ТЭС увеличение прочих расходов и на амортизацию на 1% приведет к росту выручки на 0,09% и 0,14%, ЕВІТ – на 0,33 и 0,69% соответственно; рост материальных расходов, в том числе на органическое топливо, на 1% приведет к росту выручки на 0,67%, снижению ЕВІТ – на 0,25%.

На ГЭС рост материальных расходов, в том числе на топливо, и расходов на амортизацию на 1% приведет к росту выручки на 0,28% и 0,52%, ЕВІТ – на 0,21% и 0,88% соответственно; снижение прочих расходов на 1% приведет к увеличению выручки на 0,35%, ЕВІТ – на 1,13%. Однако полученные результаты не учитывают сопутствующих расходов при строительстве ГЭС – отчуждение плодородных земель, нерест рыбы и т.п.

На АЭС рост материальных расходов на 1% приведет к росту выручки на 0,39%, ЕВІТ – на 0,59%; увеличение расходов на амортизацию на 1% приведет к росту выручки на 0,14%, ЕВІТ – на 0,21%; рост прочих расходов на 1% приведет к увеличению выручки на 0,11%, но снижению ЕВІТ – на 0,56%.

Исходными данными для построения экономико-математической модели планирования производства АЭС и явились годовые отчеты и бухгалтерская отчетность АО «Концерн Росэнергоатом». Последний период наблюдения 2016 г.

Получена регрессия вида  $Y = 48\,652\,138 + 1,86x_1 + 1,79x_2 + 0,39x_3$ , где  $x_1$  – материальные затраты, в том

числе расходы на природный уран;  $x_2$  – амортизация;  $x_3$  – прочие затраты, в том числе услуги стороннего характера (например, ремонт), отраслевые резервы и т.п.

Графически результаты экономико-математического моделирования (линейная и нелинейная модель производства электроэнергии) представлены на рисунке 1.

Следует отметить, что расходы на заработную плату и страховые взносы были исключены из модели после проверки полученных параметров (доверительные интервалы обоих факторов содержали нуль, что свидетельствует об отсутствии зависимости между переменными), что позволяет сделать вывод, что снижение расходов на заработную плату не приведет к ожидаемому экономическому эффекту в виде роста выручки и прибыли предприятия. Наибольший экономический эффект дает управление материальными расходами, в том числе расходами на ядерное топливо, а также прочими расходами, что подтверждает необходимость реализации программ оптимизации расходов ГК Росатом (ПСР и ПОРА).

На текущий момент автором была проверена модель с использованием данных 2017 г., результаты проверки свидетельствуют, что модель можно отнести к категории пессимистичных, т.к. подставленные значения переменных дали значение результирующего показателя (выручки) в размере 321 407 821,76 тыс.рублей.

Отметим, что расчеты проводились по консолидированной финансовой и бухгалтерской отчетности. Возможно, в случае постановочного построения экономико-математической модели производства будут получены несколько иные результаты: например, на какой-либо АЭС наибольший экономический эффект будет достигнут при управлении расходами на заработную плату, а на другой – материальными расходами и т.п.

Описанная выше производственная модель позволяет сформулировать несколько направлений развития ядерной электроэнергетики. Повышение материальных расходов обусловлено как развитием производства, например, строительством новых АЭС, так и удлинением топливной кампании (переходом на 18-месячный, 24-месячный топливный цикл), в том числе за счет повышения обогащения ядерного топлива по и/или повышения глубины выгорания топлива. В работе [14] представлены результаты исследования топливной составляющей себестоимости электроэнергии и проведена экономическая оценка перспективности использования РЕМИКС и МОКС-топлива, замыкания ЯТЦ. Аналогично рассматривая расходы на амортизацию можно сделать вывод о необходимости расширения производственной базы за счет пуска в эксплу-

атацию новых АЭС. При этом удлинении топливного цикла требует пересмотра программы технического обслуживания и ремонта (ТОиР), так как ряд регламентных работ по ТОиР сопряжен с перегрузкой топлива. Очевидно, сокращение времени на критическом пути (сокращение перегружаемых ТВС с 54 до 35-48 штук) приводит к необходимости либо запараллеливания ряда ремонтных работ или, опять-таки, пересмотра программы ТОиР.

Оптимизацию программ ТОиР необходимо осуществлять в направлении оптимизации показателей надежности, безотказности/готовности и экономичности/себестоимости. Предложенная автором балансовая модель «Надежность – готовность – экономичность» построена с использованием следующих подходов:

1) Риск-ориентированного подхода, который заключается в применении отдельных стратегий технического обслуживания и ремонтов оборудования в зависимости от его влияния на безопасность энергоблока АЭС и основывается на так называемом подходе «обеспечения гарантии качества» (graded quality assurance (GQA)). Для оценки влияния оборудования и систем на безопасность применяется подход, использующий информацию, полученную как с помощью вероятностных, так и детерминистических методов. Метод GQA подразумевает использование:

- количественных результатов вероятностного анализа безопасности (ВАБ) – использование мер значимости по Фусселю-Веселю (FV) и значимости повышения риска (RAW);
- категоризацию систем и оборудования на качественном уровне.

Анализ на качественном уровне включает учет всех факторов, влияющих на значимость систем и оборудования, а именно:

- принадлежность к классу/группе в соответствии с требованием НП-089-15;
- возможное нарушение, вызванное отказом оборудования;
- признаки надежной эксплуатации;
- степень влияния отказа оборудования на коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);
- различные уровни стоимости выполнения ремонтных работ.

Конечным результатом данной задачи является перечень оборудования энергоблока АЭС, которое распределено по категориям, например:

- оборудование, связанное с безопасностью и имеющее высокую риск-значимость;

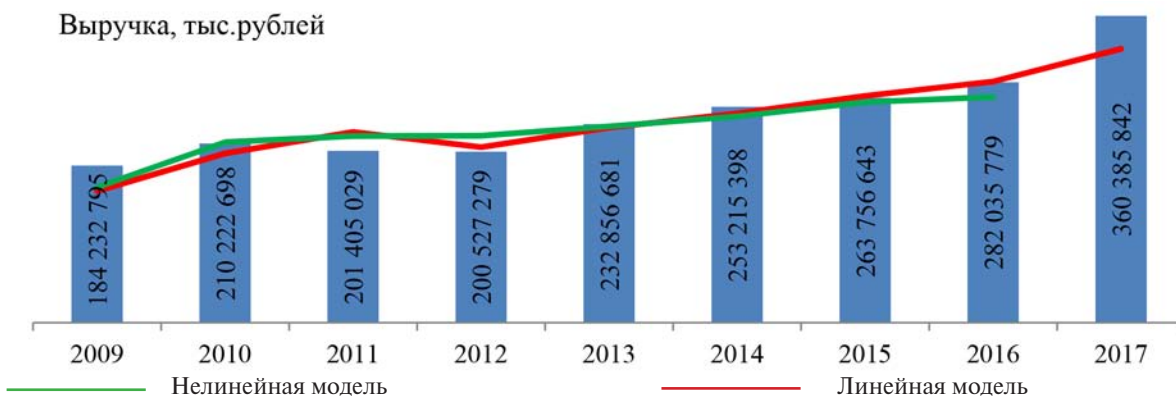


Рис. 1. Сравнение линейной и нелинейной экономико-математических моделей производства АЭС с фактическими значениями выручки

- оборудование, связанное с безопасностью и имеющее низкую риск-значимость;
- оборудование, не связанное с безопасностью, но имеющее высокую риск-значимость;
- оборудование, не связанное с безопасностью и имеющее низкую риск-значимость.

Для оценки влияния отказов оборудования на уровень безопасности энергоблока и ранжирования оборудования используется категоризация по мерам значимости:

- показатель значимости по Фуссель-Весселю (Fussell-Vesely), который определяет относительный вклад события в суммарную частоту повреждений активной зоны (ЧПАЗ) и широко используется при выполнении анализа значимости в ВАБ;
- показатель значимости по Бирнбауму (Birnbaum). Данный показатель определяет увеличение ЧПАЗ в случае неготовности системы. Он не учитывает реального значения вероятности события, но показывает чувствительность к изменению этой вероятности от нуля до единицы. Например, низкий показатель значимости по Бирнбауму свидетельствует о высоком уровне функционального резервирования этой системы. Показатель Бирнбаума является производной от других показателей значимости и не используется при выполнении анализа значимости в ВАБ.

1) показатель значимости по Фуссель-Весселю (Fussell-Vesely):

$$FV(X) = \frac{CDF(X)}{CDF} = \frac{CDF - CDF(X=0)}{CDF}, \quad (5)$$

где  $CDF(X)$  – сумма всех вкладчиков в ЧПАЗ, содержащих событие;  $CDF$  – суммарная ЧПАЗ;  $CDF(X=0)$  – ЧПАЗ при абсолютной надежности системы, т.е. при нулевой вероятности отказа.

2) показатель значимости по Бирнбауму (Birnbaum):

$$B(X) = \frac{d(CDF)}{dx \rightarrow B(X)} = CDF(X=1) - CDF(X=0), \quad (6)$$

где  $CDF(X)$  – сумма всех вкладчиков в ЧПАЗ, содержащих событие;  $CDF(X=1)$  – ЧПАЗ при отказавшей системе, т.е. при вероятности отказа, равной единице;  $CDF(X=0)$  – ЧПАЗ при абсолютной надежности системы, т.е. при нулевой вероятности отказа.

Конечным результатом является категоризация систем и оборудования по уровню значимости для безопасности и соответствует международной практике и стандартам:

- высокая значимость для безопасности – оборудование имеет следующие показатели значимости: значимость повышения риска (RAW) более 2 и значимость по Фуссель-Весселю более 0,005; или  $RAW > 100$ ; или  $FV(X) > 0,1$ ;
- средняя значимость для безопасности – оборудование имеет следующие показатели значимости:  $2 < RAW < 100$  и  $FV(X) < 0,005$  или  $RAW < 2$  и  $FV(X) > 0,005$ ;
- низкая значимость для безопасности – оборудование имеет следующие показатели значимости:  $RAW < 2$  и  $FV(X) < 0,005$ .

Все оборудование энергоблока можно категоризовать, используя диаграмму  $FV(X) - RAW$  (рисунок 2). Следует отметить, что увеличение надежности оборудо-

вания со значимостью  $FV(X) > 0,005$  будет существенно снижать ЧПАЗ, соответственно, снижение надежности будет снижать текущий уровень безопасности энергоблока.

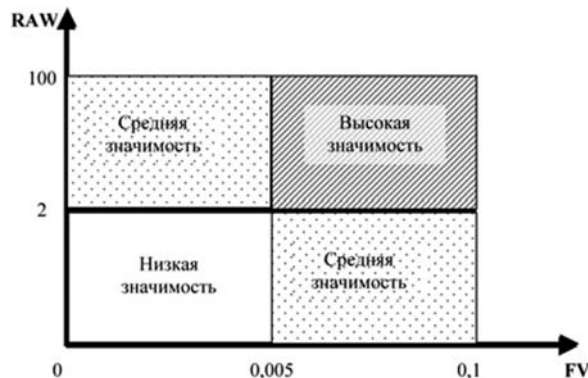


Рис. 2. Категоризация систем и оборудования по значимости

Горизонтальная линия по  $RAW = 2,0$  разделяет совокупность элементов на основании существующей глубокоэшелонированной защиты анализируемого энергоблока и, следовательно, показывает значимость их вывода из эксплуатации при работе энергоблока на мощности. Вывод из эксплуатации (в том числе и ремонт) оборудования с такой значимостью снижает показатели безопасности энергоблока.

Рекомендуется сформировать техническое пособие по применению риск-ориентированного подхода, которое состоит из [15]:

- введения, где приводятся цели и структура техпособия, дата актуальных данных, общие характеристики энергоблока;
- раздел 1. Общие результаты ВАБ, содержащие информацию: 1) значение ЧПАЗ; 2) перечень исходных событий аварии (ИСА) и их вклад; 3) описание доминантных групп ИСА и отдельных ИСА; 4) описание доминантных аварийных последовательностей.
- раздел 2. Ранжирование систем в порядке их влияния на безопасность (от наиболее значимых к наименее) с использованием методов Фуссель-Весселя и Бирнбаума;
- раздел 3. Значимое оборудование, включенное в перечень как наиболее значимое основное оборудование, смоделированное в ВАБ и ранжированное по влиянию отказов оборудования на безопасность. Указываются доминантные отказы оборудования, приводится информация по отказам по общей причине;
- раздел 4. Значимые действия персонала, где представлен перечень и описание наиболее значимых до- и послеаварийных действий персонала.
- приложения, содержащие описание доминантных систем: 1) назначение системы; 2) принципиальная схема; 3) характеристики основного оборудования систем; 4) режимы работы; 5) информация по ремонтам, техобслуживанию, апробированию; 6) критерии успеха; 7) межсистемные связи; 8) отказы системы.

Вероятностные методы позволяют количественно оценить влияние на безопасность АЭС недостатков: несоответствий, отступлений от установленных требований. Предусматривается двухуровневая система оценки результатов [16]:

1) Качественная оценка. Анализируется влияние выявленных недостатков с точки зрения их возможных

последствий, выполнения возложенной функции безопасности и увеличение частоты возникновения ИСА. Проведение качественной оценки не требует знания методологии ВАБ. Составляющей качественной оценки также является определение возможности оценки недостатки вероятностным методом путем анализа влияния на технические элементы ВАБ.

2) Количественная оценка выполняется специалистами ВАБ путем внесения изменений в вероятностную модель энергоблока и выполнения пересчета. Методология количественной оценки важности недостатков базируется на методологии анализа нарушений в работе АЭС в случае неготовности или деградации оборудования, важного для безопасности, что не приводит к инциденту в ВАБ.

Для классификации выявленных недостатков по влиянию на безопасность планируется применение категорий в зависимости от значений ЧПАЗ и ЧПАВ, которые используются комиссией ядерного регулирования США в рамках процесса интегрального надзора (Reactor oversight process (ROP)). Следует также отметить, что в международной практике часто встречается следующее соотношение различных стратегий ТОиР:

- 25% ремонтов вследствие дефекта или отказа;
- 10-15% периодических ремонтов с регламентированной периодичностью;
- 60-65% ремонтов по техническому состоянию.

II) Для АС, сооружаемых по новым проектам, выбор политики управления надежностью элементов, нацеленной на эффективное обеспечение безопасности, готовности и экономичной эксплуатации, должен быть основан на техническом обслуживании, ориентированном на надежность (Reliability centred maintenance – RCM). Методология RCM базируется на выявлении механизмов деградации и представляет собой процесс определения необходимости тех или иных действий по предупредительному ТО, изменению конструкции элементов или повышению их надежности. Основными этапами программы RCM являются: а) инициирование и планирование; б) анализ функциональных отказов; в) отбор задач; г) внедрение; д) непрерывное совершенствование.

RCM повышает эффективность ТО и предусматривает механизм управления им с высокими уровнями контроля и квалификации. К числу потенциальных выгод применения RCM относятся:

- 1) возможность повышения надежности системы за счет применения более инициализированных операций ТО;
- 2) возможность снижения общих затрат на ТО посредством более эффективного их планирования;
- 3) выпуск полностью документированной аудиторской отчетности;
- 4) возможность внедрения в будущем с относительно малыми усилиями процесса анализа и ревизии политики управления отказами;
- 5) менеджеры, руководящие системой ТО, получают инструмент управления, обеспечивающий должный контроль и управление ею;
- 6) персонал обслуживающих организаций лучше понимает стоящие перед ним цели, задачи и причины, по которым он обязан выполнять те или иные требуемые работы по ТО.

Методология RCM позволяет выявлять оптимальный состав работ предупредительного и корректирующего ТО.

Для оценки периодичности наблюдений за техническим состоянием изделий необходимо знать время между потенциально возможными и реальными функциональными отказами. Это время или  $P - F$  интервал, представляет собой расстояние между моментом достижения кривой деградации некоторого контролируемого параметра изделия заранее установленного уровня (момент потенциального отказа  $P$ ) и моментом возникновения функционального отказа ( $F$ ). Для выявления моментов вероятного возникновения потенциального и реального функционального отказа необходимо знать начальное техническое состояние изделия и скорость его деградации, что позволяет установить, когда следует начать мониторинг.

Для проведения мониторинга технического состояния должны быть выполнены следующие условия:

- а) техническое состояние изделия должно быть диагностируемым;
- б) ухудшение технического состояния должно быть измеримым;
- в)  $P - F$  интервал должен быть достаточно продолжительным с тем, чтобы можно было успеть провести соответствующие наблюдения за техническим состоянием и работы по предупреждению функционального отказа;
- г)  $P - F$  интервал должен быть постоянным.

При наличии нескольких отслеживаемых параметров, сигнализирующих о приближении отказа в анализе, следует ориентироваться на тот из них, для которого  $P - F$  интервал является самым продолжительным, учитывая при этом стоимость оборудования и ресурсов, требующихся для контроля соответствующего параметра.

Периодичность наблюдений при мониторинге технического состояния должна быть равна или меньше продолжительности  $P - F$  интервала.

Соотношение между длиной этого интервала и периодичностью мониторинга может варьироваться в зависимости от приемлемой для организации вероятности необнаружения приближения функционального отказа и тяжести его последствий. Обычно периодичность наблюдений назначают равной половине  $P - F$  интервала, что обеспечивает, по крайней мере, не менее двух шансов на обнаружение приближающегося отказа. Если требуется более высокий уровень защищенности от отказов, некоторые организации применяют более частые наблюдения за техническим состоянием, с тем чтобы понизить риски, связанные с безопасной эксплуатацией изделий, или защитить дорогостоящее изделие.

Периодичность мониторинга в таких случаях определяется приемлемыми для организации уровнями рисков и/или затрат.

При установлении периодичности наблюдений для мониторинга технического состояния следует учитывать эффективность используемых диагностических методов. По мере повышения эффективности методов и средств диагностики, частота проведения наблюдений может быть снижена.

Расчет периодичности поиска скрытых отказов на основе требований по готовности и безотказности изделий Эндрю и Мосс доказали наличие линейной зависимости между неготовностью изделия, периодичностью выполнения операций по поиску скрытых отказов и средним временем между отказами защитных устройств, выражаемой формулой



$$\text{Неготовность} = 0,5 \times \frac{FFi}{MTBF}, \quad (7)$$

где  $FFi$  – интервал времени между операциями поиска отказов;  $MTBF$  – среднее время между отказами системы защиты.

Приведенная зависимость справедлива для величин неготовности менее 0,05 и предполагает экспоненциальное распределение вероятности безотказной работы системы защиты.

Неготовность системы защиты, рассчитанная по формуле (7), не учитывает неготовности в связи с необходимостью ее ремонта в случае обнаружения скрытого отказа. Вместе с тем ею можно пренебречь, поскольку продолжительность поиска и устранения этих отказов несопоставима с продолжительностью скрытого пребывания системы защиты в неготовом состоянии между смежными по времени проверками.

Метод SAE JA1012

В этом методе интервал времени между проверками систем защиты рассчитывают по формуле (8), учитывающей безотказность самой системы защиты, защищаемой системы и вероятность одновременного отказа обеих систем:

$$FFT = \frac{2 \times MTBF_{pv} \times MTBF_{pi}}{PR_{mi}}, \quad (8)$$

где  $MTBF_{pv}$  – среднее время между отказами защищаемой системы;  $MTBF_{pi}$  – среднее время между отказами обеих систем;  $PR_{mi}$  – вероятность совместного отказа обеих систем.

Метод NAVAIR 00-25-403

Документ NAVAIR 00-25-403 предлагает подход, основанный на учете вероятностей одновременного наличия скрытого и другого отказа. При этом вероятность двойного отказа  $P_{mf}$  рассчитывают как вероятности наличия скрытого отказа и вероятности наличия еще одного отказа  $P_{add}$

$$P_{mf} = P_h \times P_{add} \quad (9)$$

Предполагая случайный характер распределений для  $P_h$  и  $P_{add}$  уравнение (10) можно использовать для моде-

лирования этих вероятностей, полагая зависимость вероятности  $P(t)$  от времени  $t$  вида:

$$P(t) = 1 - e - \frac{t}{MTBFP}, \quad (10)$$

Требуемое время между сдвоенными отказами  $MTBF$  для может быть определено подстановкой в это уравнение приемлемого значения вероятности отказа за известный интервал времени, например за срок службы изделия. Если  $MTBF$  для скрытых и дополнительных отказов известны или могут быть оценены, то уравнение (10) просто решается подстановкой двух уравнений в электронную таблицу, чтобы найти подходящий период времени между проверками.

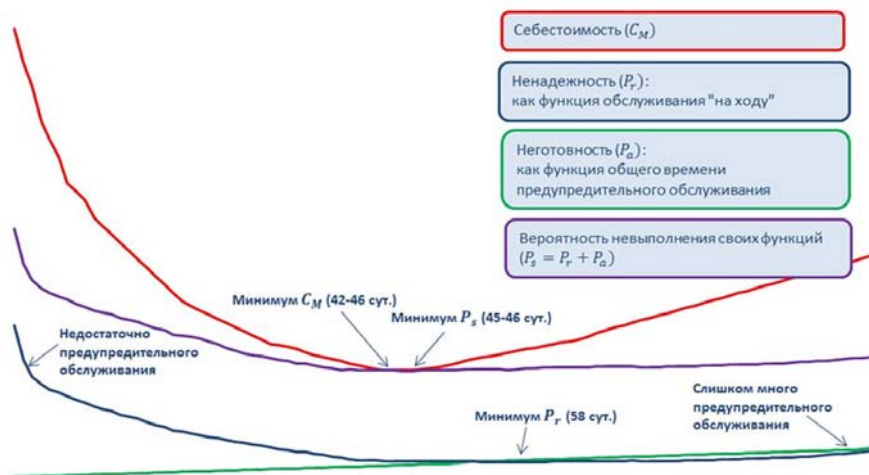
Использование предлагаемой автором балансовой модели «Надежность-готовность-экономичность» позволяет существенно сократить сроки ППР, что обусловит возможность пересмотра программы ТОиР и приведение ее в соответствие с перспективами топливными циклами.

Графически программа обслуживания при текущем уровне развития техники и технологии и длительности топливного цикла представлена на рисунке 3.

Графически пересмотренная программа обслуживания при изменении уровня развития техники и технологии и удлинении топливного цикла представлена на рисунке 4.

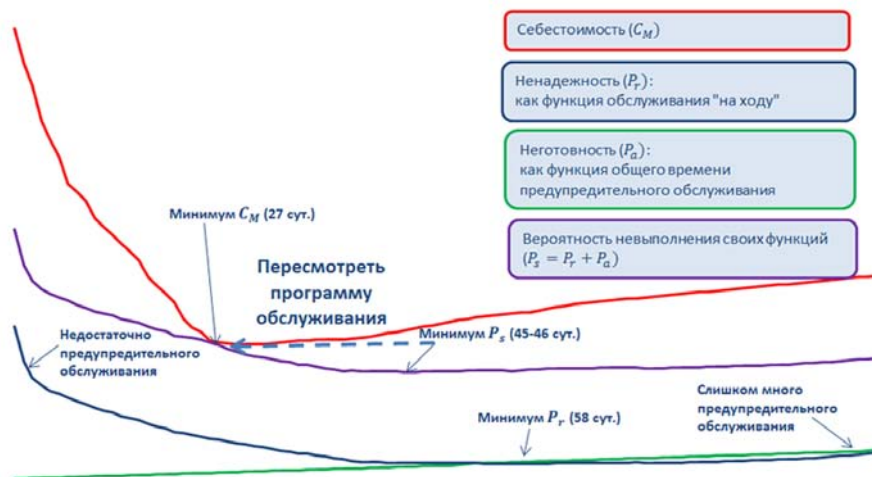
Соблюдение баланса между длительностью топливной кампании и длительностью ППР на АЭС является крайне сложной задачей. ГК Росатом начиная с 1998 г. реализует ряд программ повышения конкурентоспособности российских АЭС и оптимизации расходов на производство [17]:

- 1) программу «повышения КИУМ», в том числе путем оптимизации технико-экономических характеристик ТОиР (1998 г.);
- 2) производственную систему «Росатом» (ПСР, 2010 г.);
- 3) программу энергосбережения и повышения эффективности (2015 г.);
- 4) программу оптимизации расходов (ПОРА, 2016 г.), результаты которых свидетельствуют об успешности внедрения предлагаемых мероприятий.



Пояснение: по оси абсцисс – длительность ППР, сут.; по оси ординат – значение вероятностей выбранных параметров

Рис. 3. Значения вероятностей выбранных параметров (себестоимость, ненадежность, неготовность) от длительности ППР



Пояснение: по оси абсцисс – длительность ППР, сут.; по оси ординат – значение вероятностей выбранных параметров

**Рис. 4.** Значения вероятностей выбранных параметров (себестоимость, ненадежность, неготовность) от длительности ППР после пересмотра программы ТОиР

Таким образом, эффективность направлений реализации программ ПСР и ПОРА математически подтверждены.

Озвучиваемым эффектом реализации программ является социально-экономическое развитие городов присутствия и ЗАТО (более семидесяти муниципальных образований). Следовательно, успешное функционирование ГК Росатом определяет уровень благополучия в регионах (налоговые поступления, благотворительность, рост числа занятых в атомной и смежных отраслях и т.п.). В виду того, что ядерная энергетика является одной из наиболее развитых, инновационных, наукоемких отраслей народного хозяйства страны, устойчивое достижение ею конкурентных преимуществ не только в технике и технологии, но в экономике, является приоритетной задачей.

#### Список литературы

1. Патент РФ № 2376693, 20.12.2009. Снижение себестоимости многовариантной выработки электроэнергии путем использования наиболее выгодного на данный момент варианта выработки // Патент России № 2376693, 2009 / Перера Анил Ласанта Майкл
2. Публичная отчетность. 2016. [Электронный ресурс]. Режим доступа : <http://www.rosatom.ru/about/publicnaya-otchetnost/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 10.06.2018 г.)
3. Полоус М. А. Усовершенствование методики расчета выходных характеристик многоэлементного термоэмиссионного электрогенерирующего канала реактора-преобразователя // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. № 1. 2010. С. 164–172.
4. Mariya M. Osetskaya, Marina A. Allenykh and Svetlana A. Varvus The Digital Economy: Modern Challenges in Russian Nuclear Power Industry / Perspectives on the Use of New Information and Communication Technology (ICT) in the Modern Economy, p. 244-253
5. Осецкая М.М., Момот О.А. Экономические аспекты облучения пищевых продуктов / Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. 2017. № 79(4). С. 320-329. DOI:10.20914/2310-1202-2017-4-320-329
6. Курашвили Ю.Б., Каприн А.Д. Ядерная медицина в России: организационные проблемы и пути их решения / Медицинская физика. 2016. № 2 (70). С. 43-46

7. Ратнер С.В. Стратегии инвестирования в альтернативную энергетику: моделирование на основе принципов системной динамики // В сборнике: XII всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014 Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН. 2014. С. 6126-6135.

8. Егоров А.Ф., Коробейников В.В. Применение многокритериального анализа для сравнения инновационных ядерно-энергетических систем // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. 2017. № 2. С. 5–14

9. Varabanova D.S., Zherdev G.M. Nuclide radioactive decay data uncertainties library / Journal of Physics: Conference Series. 2017. Т. 781. № 1. С. 012040.

10. Осецкая М.М. Планирование модернизации, технического обслуживания и ремонта на предприятиях атомной энергетики России: автореферат дис.... кандидата экономических наук: 08.00.05/Осецкая Мария Михайловна. - Москва, 2011. - 23 с.

11. Селезнёв Ю., Аспидов В., Таиров Т., Кумков Л. Специалист тот, кто всегда учится // ТехНадзор. 2015. № 4 (101). С. 82-83.

12. Осецкая М.М., Галковская В.Е. Планирование производства на ТЭС, ГЭС, АЭС России // Экономика и предпринимательство. 2017. № 8-1 (85-1). С. 1085-1090

13. Осецкая М.М., Жердев Г.М., Алленых М.А. Оценка влияния расходов на топливо на производственную программу электроэнергетических предприятий России // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 10-2. – С. 381-386

14. Осецкая М.М., Алленых М.А. Разработка методики формирования топливной составляющей себестоимости электроэнергии АЭС // Вестник ИГЭУ. 2017. № 6. С. 67-76 DOI: 10.17588/2072-2672.2017.6.067-076

15. Громов Г. В., Дыбач А. М., Севбо А. Е., Гашев М. Х., Бойчук В. С. Применение риск-информированных подходов в инспекционной деятельности / Ядерная та радиационна безпека [Ядерная и радиационная безопасность]. 2010. 3 (47). С. 9-15

16. Адаменков А.К., Рясный С.И. Применение риск-ориентированного подхода при переходе к стратегии ремонта арматуры АЭС по фактическому состоянию / Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. 2008. № 23. С. 85-88

17. Осецкая М.М. Оценка реализации программ повышения эффективности деятельности предприятий ядерной энергетики // Российский экономический интернет-журнал. 2017. № 4. URL: <http://www.e-rej.ru/Articles/2017/Osetskaya.pdf> дата обращения: 17.11.2017)

# ЭКОНОМИКА АЭС С РБН: ДОЛГОСРОЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

Толстоухов Д.А., Панов С.А., Пресняков И.В.  
Частное учреждение «ИТЦП «ПРОРЫВ», Москва

## Тенденции развития электроэнергетики России и мира

Анализ актуальных прогнозов развития электроэнергетики России и мира по данным авторитетных экспертных организаций (International Energy Agency, U.S. Energy Information Administration, ИНЭИ РАН и др.) показывает, что доля АЭС в структуре генерации на горизонте 2040 г. практически не меняется. В целом по миру доля атомной генерации останется на уровне ~12% (падение доли в Европе и США компенсируется ростом в Китае и Индии), а в России составит не более 20%.

Базовым условием заметного увеличения доли АЭС в общем энергобалансе является обеспечение конкурентоспособности, которая напрямую связана с решением системных проблем атомной энергетики. Попытки решить проблемы обеспечения приемлемого уровня безопасности наращиванием дополнительных систем защиты на станциях с тепловыми реакторами закономерно привели к усложнению конструкций, росту капитальных затрат и к снижению конкурентоспособности современных АЭС по сравнению с альтернативными источниками генерации

## Требования конкурентоспособности к ПЭК с РУ БР-1200

Требования к ключевым технико-экономическим показателям (ТЭП) ПЭК с быстрыми реакторами большой мощности, работающими в ЗЯТЦ, представлены в Табл. 1. Указанные требования определены, исходя из устойчивого обеспечения конкурентоспособности в сравнении с альтернативными типами генерации с учетом имеющегося потенциала улучшения их ТЭП.

Табл. 1. Требования к ТЭП ПЭК с РУ БР-1200 (стоимостные показатели в ц. 2017 г., без НДС)

Показатель	Значение
Мощность энергоблока, МВт(э)	1220
Кгот, %	93
Штатный коэффициент, чел./МВт(э)	0,3
Затраты электроэнергии на с.н., %	5,0
КВЛ в сооружение, тыс. руб./кВт	81,3
КВЛ в сооружение, млрд. руб.	198,5
Фабрикация ЯТ, тыс. руб./кг т.м.	131,9
Обращения с ОЯТ/РАО, тыс. руб./кг т.м.	81,4

На рис. 1 представлены результаты расчетов показателя Levelized cost of electricity (LCOE) конкурирующих энерготехнологий в привязке к условиям России, проведенные по действующим методическим указаниям Госкорпорации «Росатом» (Приказ от 14.04.2017 №1/320-П), при различных ставках дисконтирования. Расчет для БР-1200 проведен при условии топливной перегрузки 13 т т.м./год (среднее выгорание СНУП-топлива 8% т.а.)

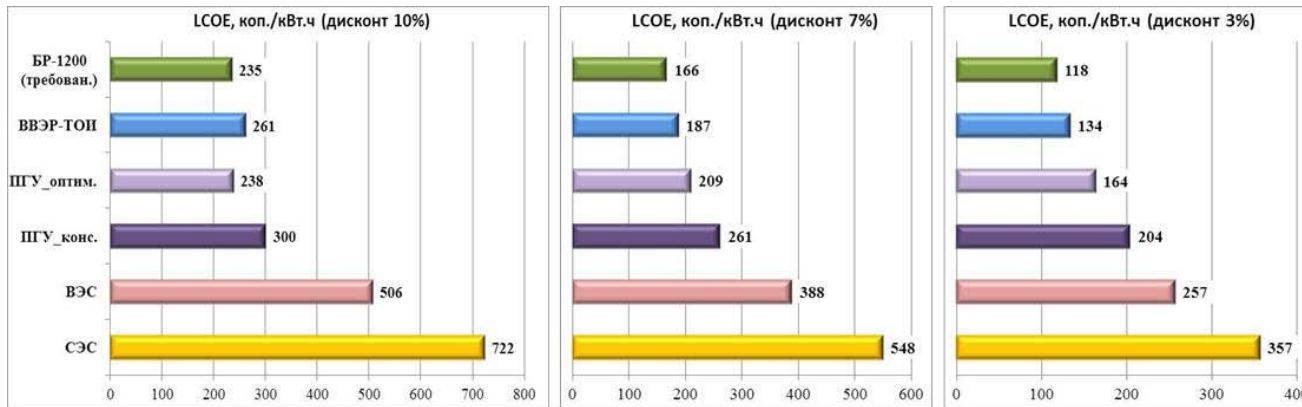


Рис. 1. LCOE конкурирующих типов генерации в условиях России при различных ставках дисконтирования

На основании полученных результатов расчета LCOE можно сделать следующие основные выводы:

Требования, выставленные к ТЭП ПЭК с РУ БР-1200, гарантируют обеспечение конкурентоспособности по показателю LCOE при всех рассматриваемых ставках дисконтирования;

ВИЭ в условиях России проигрывают остальным типам генерации при любых рассматриваемых ставках дисконтирования;

При ставке дисконтирования 10% (актуальная номинальная ставка для условий России, рассчитанная по методике WACC) проект АЭС с РУ ВВЭР-ТОИ конкурентоспособен с ПГУ только при учете консервативных ТЭП газовых станций.

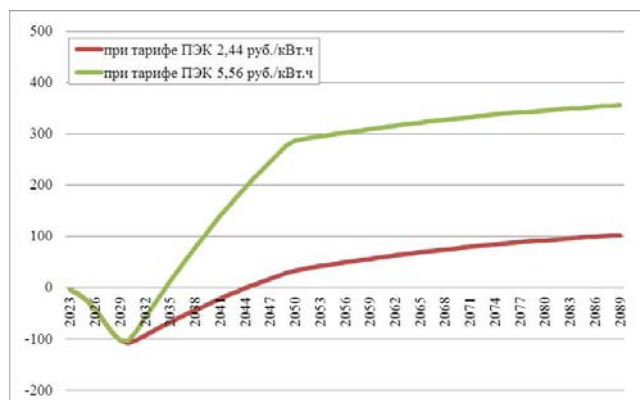
## Эффективность типового ПЭК с РУ БР-1200

Эффективность (окупаемость) типового ПЭК с РУ БР-1200, ТЭП которого соответствуют выставленным требованиям конкурентоспособности, проанализирована с учетом действующей модели рынка электроэнергии в России.

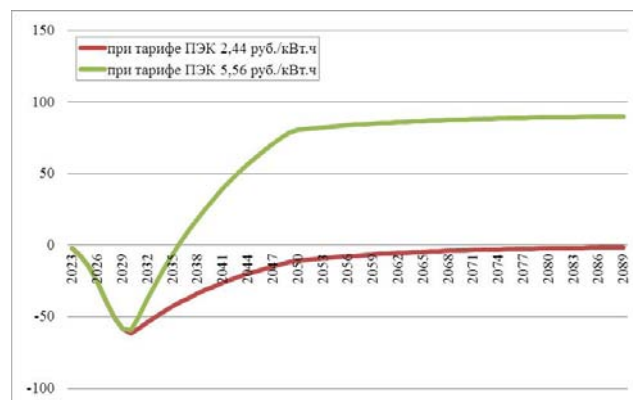
При проведении расчетов учтено, что срок службы ПЭК с РУ БР-1200 составляет 60 лет, при этом первые 20 лет ПЭК работает в режиме ДПМ (договор поставки мощности), при котором электроэнергия реализуется по двухставочному тарифу 2,44 или 5,56 руб./кВт.ч (тарифные ставки 3-го блока Ростовской АЭС и 6-го блока Нововоронежской АЭС) в ц. 2017 г. без НДС. По истечении первых 20 лет эксплуатации электроэнергия реализуется по двухставочному тарифу 1,43 руб./кВт.ч

в ц. 2017 г. без НДС с учетом ставок по КОМ и РСВ в I Ценовой зоне (Европа и Урал), которые приняты по данным НП «Совет рынка» и СО ЕЭС.

Проведенные расчеты показателя NPV (чистый дисконтированный доход) свидетельствуют о том, что окупаемость типового ПЭК с РУ БР-1200 обеспечивается при существующем механизме определения тарифа на отпуск электроэнергии с учетом ДПМ и КОМ (рис. 2).



А) дисконт 5%



Б) дисконт 10%

Рис. 2. NPV типового ПЭК с РУ БР-1200, млрд. руб.

## Условия конкурентоспособной реализации

Анализ имеющегося опыта сооружения энергоблоков АЭС за рубежом (в частности, в США и Южной Корее) показал, что есть целый ряд факторов, которые могут препятствовать или, напротив, способствовать развитию технологии с точки зрения снижения капитальных затрат в сооружение при массовом внедрении.

К факторам, негативно влияющим на развитие технологии можно отнести: нецелесообразность развития технологии ввиду её исходной неконкурентоспособности, изменение нормативных требований по безопасности, изменение внешнеэкономических факторов (например, опережающий рост заработной платы), исчерпание потенциала к «обучению», связанное со зрелостью технологии.

Необходимыми условиями успешного развития технологии являются:

Подтверждение базовых проектных и технологических преимуществ в сфере конкурентоспособности и безопасности.

Стандартизация технических решений, разработка документации с ориентацией на минимальные доработки для повторного применения.

Последовательное совершенствование проектных и конструкторских решений, применение и развитие современных технологий строительства.

Выстраивание устойчивых организационных схем проектов строительства, способствующих накоплению компетенций участниками.

Сооружение нескольких типовых энергоблоков на одной площадке.

## Оценка конкурентоспособности ПЭК по данным ОДЭК

Анализ экономики объектов, входящих в состав типового (серийного) ПЭК с РУ БР-1200 проводился на основании масштабирования показателей объектов ОДЭК с РУ БРЕСТ-ОД-300 по материалам актуальной проектной документации (ПД).

Результаты анализа эффективности ПЭК с РУ БР-1200 зафиксированы в «Экономической записке по критериям конкурентоспособности, экономической эффективности и прогнозным темпам развития атомной энергетики России», 2017 г. (утв. Е.О. Адамовым (ПН «Прорыв»), А.А. Макаровым (ИНЭИ РАН), В.В. Бушуевым (ИЭС)).

Экономические показатели МФР ПЭК, рассчитаны на основании масштабирования показателей МФР ОДЭК с учетом исключения избыточности (консерватизма) заложенных в ПД МФР ОДЭК проектно-конструкторских решений и применения выверенных экономических показателей (результаты анализа ПД МФР ОДЭК зафиксированы в Решении совместного заседания НТС №8 ГК «Росатом» и ТК «Прорыв» от 01.11.2017). Помимо этого при проведении расчетов учтены возможные направления оптимизации эксплуатационных затрат, определенные по итогам работы рабочей группы по определению критериев безубыточности ОДЭК (Протокол от 24.03.2017 №1-9.12/7-Пр).

Полученные результаты по эксплуатационным затратам МФР ПЭК удовлетворяют выставленным требованиям конкурентоспособности (рис. 3).

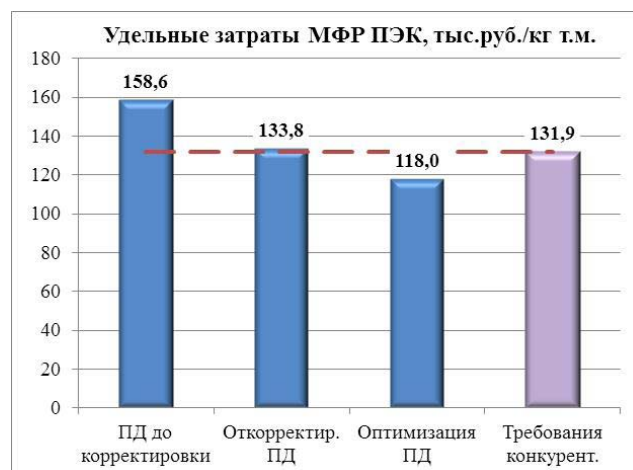


Рис. 3. Эксплуатационные затраты МФР ПЭК, рассчитанные на основании масштабирования показателей МФР ОДЭК (ц. 2017 г. без НДС)

Результаты оценки конкурентоспособности ПЭК с РУ БР-1200 по показателю LCOE на основании масштабирования текущих параметров ПД ОДЭК приве-

дены на рис. 4. Расчет по Консервативному варианту проведен на основании масштабирования показателей актуальной (откорректированной) ПД ОДЭК, расчет по Базовому варианту – с учетом выявленного потенциала снятия консерватизма по экономике и проектно-конструкторским решениям энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300 и МФР ОДЭК, а так же возможности увеличения мощности МП ОДЭК с 5 до 10 т т.м./год.

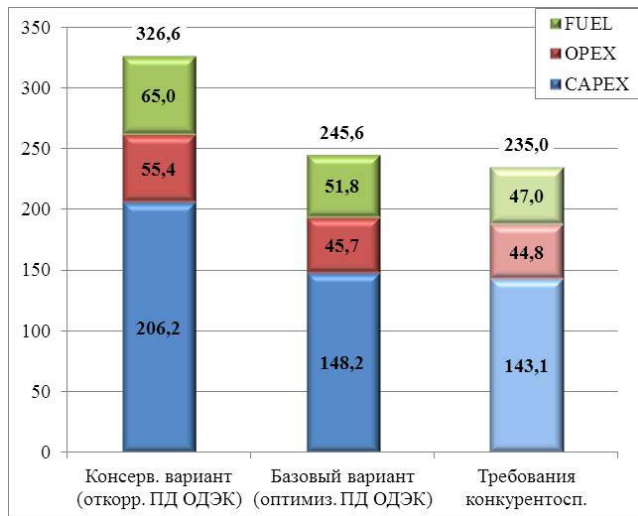


Рис. 4. LCOE ПЭК с РУ БР-1200 (ср. выгорание 8% т.а.), коп./кВт.ч дисконт 10%

На основании полученных результатов оценки конкурентоспособности ПЭК с РУ БР-1200 можно сделать следующие основные выводы:

1. Отклонение показателя LCOE ПЭК с РУ БР-1200 по базовому варианту в сравнении с требованиями конкурентоспособности составляет ~4%.

2. Углубленный анализ и учет избыточности проектных и стоимостных решений, заложенных в ПД ОДЭК, на стадии разработки обликвого проекта ПЭК должен способствовать улучшению экономических показателей ПЭК с РУ БР-1200.

## ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ ВНЕДРЕНИЯ В КОМПАНИИ ИННОВАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ СТЕЙКХОЛДЕРСКОГО ПОДХОДА И СЕТЕВЫХ ФОРМ ОРГАНИЗАЦИИ БИЗНЕСА

Смирнова Л.С.

НИЦ «Курчатовский институт» г. Москва

### Введение

«Нет конкуренции товаров и услуг, есть конкуренция моделей управления компаниями»  
(Герман Греф, 2016 год)

В мировом сообществе в настоящее время действуют определенные требования и мировые стандарты устойчивого развития компаний, предполагающие адаптацию компаниями в своей практической деятельности основных принципов и положений концепции страте-

гического развития. Предпосылками возникновения и развития цельной концепции устойчивого стратегического развития компании и конкурентоспособности ее продукции на рынках послужили факты банкротства, поглощения и краха компаний, которые не учитывали в своей работе влияние факторов неустойчивой внешней среды, не делали акценты на учет интересов сотрудников, партнеров, потребителей, социума. Основными приоритетами и критериями в работе были текущие финансовые показатели и увеличение акционерной собственности, что формировало риски для стратегической устойчивости компании.

Непринятие во внимание факторов внешней среды часто является следствием внутренних процессов в компании, к которым относятся методы и модели управления компанией, ее бизнесами, процессы принятия решений, формирование основных ориентиров и целей. Модель управления компанией, решения менеджмента компании могут быть факторами риска не только для компании, владельцев компании, но и для связанных с компанией партнеров и других категорий заинтересованных сторон.

Современный этап развития рыночных отношений в экономике характеризуется поиском ресурсов и резервов для формирования конкурентоспособности компаний и производимых ими товаров и услуг. Традиционные экономические факторы производства, определяющие в итоге стоимость производимого товара - земля, сырье, материалы, энергоресурсы, труд, капитал, информация, технологии производства, управленческие ресурсы имеют свойство выходить на свою предельную производительность или на предельный запас ресурса. Выход на пределы, как правило, приводит к повышению цен на данный ресурс или производственный фактор, что требует постоянного совершенствования факторов, компонентов, составляющих производственного процесса, поиска инновационных технологических и технических решений.

В последнее десятилетие экономический мир рассматривает совершенствование моделей управления компаниями как большой потенциал для улучшения эффективности работы компании на рынках и ее стратегического развития, что отчасти обусловлено как исчерпанием запасов производительности отдельных факторов производства, ограниченными ресурсами, так и современными мировыми общеэкономическими внутренними и внешними условиями ведения бизнеса компаниями и борьбой за рынки сбыта. Совершенствование управленческих подходов, внутренних и внешних связей и взаимодействий может давать иногда БОЛЬШОЙ экономический эффект, чем совершенствование отдельных составляющих производственного процесса. Эксперты говорят, что современные рыночные процессы идут в направлении конкуренции методов и механизмов управления компаний. Кто эффективнее и гибче управляет, тот имеет больше возможностей для развития компании, ее бизнесов, продуктов и услуг.

В предлагаемом исследовании сделан акцент на стейкхолдерские аспекты в контексте интегральной концепции стратегического управления в компаниях. Стейкхолдерские подходы актуальны в компаниях на двух верхних уровнях управления – стратегическом и проектном. Прикладное значение и актуальность темы обусловлена тем, что:

- многие компании в настоящее время внедряют новые механизмы в управление, изучая как современ-

ные методологические подходы, рекомендации и требования, так и положительный опыт других компаний;

- согласно документам международной организации МАГАТЭ компаниям, ведущим деятельность в сфере ядерной энергетики, рекомендуется разрабатывать комплексные планы вовлечения заинтересованных сторон на различных этапах жизненного цикла ядерного объекта, а также разрабатывать программы привлечения стейкхолдеров в процессы принятия решений;
- тема актуальна и важна для НИЦ «Курчатовский институт», как научной организации, исторически выполняющей большой спектр работ в атомной отрасли, формирующей многие научные основы для принятия и реализации решений в атомной отрасли, но в современных организационных условиях не входящей в контур ГК «Росатом» - компании, управляющей использованием атомной энергии.

### От теории и методологии к правилам, нормам, стандартам. От стандартов к практике внедрения

Развитие и продвижение новых экономических знаний, новых экономических и управленческих подходов, методов, моделей и механизмов управления проходит определенные этапы перед внедрением их в практику работы компаний:

Процессы развиваются в разных институциональных средах:

1. Осмысление тенденций в экономике и в управлении, научные исследования и методологические концепции, относящиеся к вопросам устойчивого развития компаний, факторам внешнего и внутреннего влияния, тенденциям в экономике управления - **научные институты, консалтинговые и аналитические агентства.**

2. Процессы формализации и фиксации знаний в общеэкономических и правовых международных и национальных документах в форматах рекомендаций, стандартов, нормативно-законодательной базы – **международные и национальные уполномоченные организации и государственные структуры**, разрабатывающие рекомендации, стандарты, нормативные документы в **сфере организации и управления**, а также регулирующие работу компаний.

3. Практическое внедрение правил, положений и требований стандартов, нормативно-законодательных актов, руководств и рекомендаций, относящихся к вопросам устойчивого развития компаний, факторам внешнего и внутреннего влияния, к экономике управления - **определяется корпоративной политикой и менеджментом компании, выпуском организационно-распорядительных документов и контролем их выполнения.**

Политика и управление многими крупными компаниями сегодня осуществляется на базе принципов и основ современной теоретической экономической культуры в области стратегического планирования и управления компанией, ставших в существенной степени требованиями и стандартами. Знание современных теоретических и методологических основ концепции стратегической устойчивости компании и методов практической ее реализации, методологии стратегического менеджмента сегодня является необходимым условием для обеспечения стратегического управления компанией.

Но! Правила, обозначенные теоретически и методологически, в определенной части зафиксированные в рекомендациях и стандартах, реализуются на практике с учетом множества нюансов, относящихся к конкретной отрасли и компании. Проекция правил на конкретную компанию требует их понимания и анализа возможности их адаптации в конкретную область. Шаблонный подход не работает!

Теоретическими и методологическими основами для концепций устойчивого развития компаний послужили зарубежные и российские исследования [1,2, 3,4, 5, 6,7], относящиеся к вопросам:

- **стратегического управления,**
- **конкурентных стратегий компании,**
- **международной конкуренции на рынках,**
- **концепции (модели) цепочки создания стоимости (ценности),**
- **концепции (теории) стейкхолдеров,**
- сбалансированной системы показателей (Balanced Scorecard - BSC),
- теории экономической добавленной стоимости (EVA),
- **теории сетевого взаимодействия,**
- других концептуальных основ теории управления.

### Вопросы терминологии и смыслов

Следует сделать акценты на некоторые важные смыслы в концепции устойчивого развития компаний, относящиеся к понятиям ОТРАСЛЬ – РЫНКИ – КОМПАНИЯ

В отраслевых российских публикациях можно встретить следующие смысловые конструкции [16,17]:

- отраслевые вопросы, внутриотраслевые взаимодействия.
- корпоративные вопросы, внутрикорпоративные взаимодействия.

Приведем несколько тезисов из зарубежных теоретических основ устойчивого развития компаний:

- на международном рынке конкурируют фирмы (компании), а не страны.
- именно фирма (компания) создает и удерживает конкурентное преимущество.
- основной бизнес-средой конкуренции является отрасль и отраслевые рынки, на которых компания ведет бизнес и предлагает свою продукцию.
- высокоэффективный бизнес – это, прежде всего, определение круга заинтересованных в деятельности компании групп.
- теория заинтересованных сторон (стейкхолдеров) – основной кандидат на конкуренцию со стратегией максимизации стоимости компании как целевой функции.
- компания – открытая система, получающая извне ресурсы и отдающая вовне ресурсы и свою продукцию посредством взаимодействий с разными экономическими агентами.

На основе положений концепции стратегического развития компаний можно констатировать, что понятия ОТРАСЛЬ и РЫНКИ более широкие, чем понятие КОМПАНИЯ. В отрасли работают разные компании, как крупные, так и производители определенных продуктов и услуг для крупных компаний в рамках решения конкретных задач, но при этом могущие выполнять работы для отрасли в целом или для заказчиков из других отраслей. Несмотря на монополию деятельности ГК «Росатом» в атомной отрасли РФ, но не монополию

ее на энергетическом рынке РФ в целом, выход на зарубежные отраслевые и энергетические рынки, а также работа на российском энергетическом рынке предполагает формирование определенных конкурентных преимуществ как компании, так и предлагаемой продукции.

Акценты на смыслы понятий сделаны не случайно, это важно в целях анализа применимости стейкхолдерской концепции управления даже в государственной монопольной компании при взаимодействиях с партнерами или заинтересованными сторонами.

Современные тенденции в стратегическом управлении компаниями.

В соответствии с современными подходами стратегического управления в компании должны быть разработаны и действовать:

- стратегия со сформированными стратегическими целями, программами, планами, оценкой необходимых ресурсов и механизмов реализации стратегии;
- модель самой компании с определенной структурой управления, структурными единицами компании, бизнес-процессами, бизнес-объектами, центрами ответственности в соответствии со стратегией компании, ее миссией и стратегическими целями;
- разработаны и приняты правила взаимодействия между структурными единицами внутри компании по определенным принципам (экономическим, управленческо-иерархическим), регламентам и стандартам, определены правила взаимодействия с внешними агентами и партнерами;
- выбраны или разработаны соответствующие критерии и показатели, важные и приоритетные с точки зрения устойчивого развития и стратегического управления компанией (оценка стоимости компании, создание цепочки стоимости, формирование новых бизнесов, разработка новых продуктов, инновации и научно-техническое развитие, снижение издержек, экономическая добавленная стоимость, др. ).

### Основные положения концепции стейкхолдеров и стейкхолдер-ориентированных моделей компаний.

Основателем теории стейкхолдеров является Р. Эдвард Фримэн, профессор делового администрирования (Darden School University of Virginia). Термин «стейкхолдер» впервые (1984 год) был употреблен в значении «внешняя сторона, интересы которой важно учитывать». Современные подходы стратегического корпоративного управления в компаниях могут осуществляться как с позиции акционеров-владельцев компании и менеджеров, так и с позиции всех заинтересованных сторон (стейкхолдеров). Эти два подхода отличаются способами понимания и обоснования фундаментальных вопросов, касающихся целей корпорации, ее стратегии, а также структуры и модели управления.

Согласно концепции стейкхолдеров компания – это не только экономическая организационная целостность и инструмент для извлечения прибыли, но и элемент той среды, в которой она работает, а также система, которая влияет и сама испытывает влияние своего окружения [8,9].

Активное использование термина совпало со сменой основной парадигмы бизнеса и выходом ряда международных стандартов.

Прежняя парадигма: цель - максимизация прибыли компании.

Современная парадигма: цель - устойчивое развитие компании с учетом влияния окружающей среды на компанию, включая интересы всех стейкхолдеров.

Принятые в современном бизнесе международные стандарты корпоративной социальной ответственности бизнеса (КСО) - SA800 (1997 г.), AA 1000 (с 1999 г.), GRI (с 2006 г.), G4 (начиная с годовых отчетов за 2015 год), а также ISO 26000 (2010 год) трактуют эффективность взаимодействия с заинтересованными сторонами как важнейший атрибут успешного бизнеса. Существует ряд российских нормативных актов и стандартов социальной ответственности, имплементирующих международные стандарты в нормативно-правовую среду ведения бизнеса российскими компаниями.

Концепция стейкхолдеров адаптирована в систему управления многими зарубежными и российскими компаниями и школами бизнеса, регулирующими органами и некоммерческими организациями. Реализация на практике стейкхолдер-ориентированной модели предполагает:

- определение перечня стейкхолдеров компании, при этом принято выделять 2 типа стейкхолдеров: внутренние (сотрудники, акционеры - владельцы) и внешние (покупатели, поставщики, партнеры по бизнесу, кредиторы, держатели акций, научные и общественные организации, государство).
  - определение различных качеств стейкхолдеров (идентификационные признаки), связанные с уровнем интереса, уровнем легитимности, уровнем возможного влияния, перечнем ресурсов и качеств, важных для компании;
  - разработка дифференцированного подхода к каждому стейкхолдеру - выделяется 2 главных параметра:
    - **интерес стейкхолдера** (возможность влиять на компанию, реализацию ее проектов, на создание конечной стоимости продукции),
    - **власть стейкхолдера** (способность влиять на компанию, на цепочку стоимости продукции компании, наличие стратегического капитала в виде разработок, стратегических профессий, компетенций, прочее);
  - выстраивание моделей и программ взаимодействий со стейкхолдерами;
- Стейкхолдер-анализ предполагает создание 2-х инструментов:

Реестр стейкхолдеров — описывает характеристики стейкхолдеров: категория, роль, требования, ожидания, легитимность, степень влияния, заинтересованность, важность сохранения и поддержания взаимодействий.

План взаимодействий — описывает типовые взаимодействия со стейкхолдерами, нормативно-правовые или неформальные основания для взаимодействий, потребности стейкхолдеров в ресурсах, наличие собственных ресурсов и способы удовлетворения потребностей.

С положениями стейкхолдер-ориентированной модели компании хорошо сочетается сбалансированная система показателей (BSC), поскольку содержит комплекс показателей работы компании, в отличие от стратегии максимизации стоимости компании в интересах акционеров и менеджеров, где набор показателей более узкий (финансово-экономические).

Стейкхолдерские аспекты в работе компаний через призму стандартов нефинансовой отчетности. От теории к стандартам.

«Кто разрабатывает стандарты, тот управляет рынком» (У.Черчилль).

Концепция устойчивого развития, изначально возникшая и развивавшаяся на национальных принципах, постепенно сместилась от общенациональных подхо-

дов к корпоративным, что связывается с деятельностью на мировых рынках крупных (прежде всего, транснациональных) компаний и их влиянием на национальные экономики. Потребность в контроле и воздействии компаний на социум, природу и экономику государств, на устойчивое развитие самих компаний определила действия мирового сообщества в направлении получения достоверной и полной информации о компаниях, но не только о финансовых результатах ее деятельности, но и о более широком спектре информации. Такую информацию мировое и национальное сообщество может получать через подготовку ежегодных нефинансовых отчетов, отражающих деятельность компании в трех сферах влияния компании — экономической, экологической и социальной, а также влияние производимых компанией товаров и услуг на внешнюю среду. Такие отчеты называются отчетами о корпоративной социальной ответственности (КСО) и отражают влияние компании на то окружение, в котором она работает и на которое влияет.

Для подготовки и выпуска нефинансовых отчетов компаний были разработаны и изданы серии стандартов. Основными и самыми используемыми в мире международными стандартами системы отчетности являются:

- серия стандартов по отчетности в области устойчивого развития Глобальной инициативы по отчетности (Global Reporting Initiative — GRI), готовящиеся Глобальным советом по стандартам в области устойчивого развития (GSSB);
- стандарты серии AA1000, разрабатываемые британским Институтом социальной и этической отчетности (ISEA), созданным представителями бизнес-сообщества для изучения и оказания методической помощи компаниям по внедрению стейкхолдерского подхода.

Данные стандарты нацелены на повышение прозрачности, подотчетности и устойчивости бизнеса за счет максимального вовлечения групп заинтересованных сторон в анализ деятельности компании.

Стандарты периодически совершенствуются и обновляются. Глобальный совет по стандартам в области устойчивого развития на текущий момент выпустил пять поколений стандартов GRI, последняя версия G4 опубликована в 2016 году, которая является действующей. В стандарте GRI последнего поколения вовлечение заинтересованных сторон является одним из 4-х принципов для определения содержания отчета, а в самом отчете должна быть отражена информация о процессах взаимодействия организации с заинтересованными сторонами на протяжении отчетного периода. Значимым нововведением стандарта GRI G4 является подход в отчетности, предполагающий расширение зоны ответственности организации на все этапы цепочки создания добавленной стоимости ее продукции, находящиеся как в границах компании, так и за ее пределами.

Серия стандартов AA1000 включает:

- Стандарт принципов подотчетности - AA1000APS (2008 год);
- Стандарт верификации отчетов - AA1000AS (2008 год);
- Стандарт взаимодействия с заинтересованными сторонами — AA1000SES (2015 год).

**Стандарт AA1000SES основан на трех базовых принципах:**

**Вовлеченность.** Для организации, которая признает свою ответственность перед заинтересованными сторо-

нами, вовлеченность — это участие заинтересованных сторон в выработке ответственных стратегических решений в целях достижения устойчивого развития.

**Существенность.** Существенность определяет актуальность и значимость проблемы для организации и ее заинтересованных сторон. Существенная проблема — это проблема, которая будет влиять на решения, действия и результативность организации или ее заинтересованных лиц.

**Реагирование.** Реагирование — это осуществление мер, принимаемых организацией в ответ на проблемы заинтересованных сторон, которые влияют на ее результативность в области устойчивого развития и реализуются через решения и действия организации, а также в рамках процесса взаимодействия с заинтересованными сторонами.

Таким образом, серии стандартов GRI и AA1000 уделяют внимание взаимодействию компании со стейкхолдерами не только при подготовке и выпуске годовых отчетов, но и в ходе деятельности компании на протяжении отчетного периода.

Стандарты AA1000 и GRI включили в себя многие современные теоретические разработки, научно-практические исследования и лучшие практики различных компаний, включая практики стейкхолдерских взаимодействий.

Существуют и другие международные стандарты в сфере корпоративной социальной ответственности:

- стандарт ISO 26000 — Руководство по социальной ответственности выпущено Международной организацией по стандартизации ИСО в 2010 году. Стандарт не предполагает сертификацию, является руководством и содержит в себе принципиальные основы подхода к реализации деятельности по социальной ответственности бизнеса.
- стандарт SA 8000 — стандарт корпоративной социальной ответственности, разработанный международной некоммерческой организацией Social Accountability International в 1997 году. Стандарт направлен на соблюдение компаниями прав человека и совершенствование условий труда наемных работников.

## Российские стандарты корпоративной социальной ответственности

В России, как и во всем мире, все больше компаний готовят нефинансовые отчеты, развивается соответствующая законодательная и регуляторная база. Согласно отчетности Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) стандарты GRI применяют 83% российских компаний, публикующих нефинансовые отчеты.

В соответствии с Директивами Председателя Правительства РФ В.В.Путина от 30.03.2012 года №1710п-П13 государственным компаниям необходимо было принять решение об обязательной регулярной публикации нефинансовых отчетов. Общее количество компаний, выпускающих такую отчетность, ежегодно растет.

В 2017 году выпущена Концепция развития публичной нефинансовой отчетности, утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 мая 2017 г. № 876-р. Положения Концепции разработаны с учетом российских и международных документов, а именно:

- российский стандарт ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности», утверж-



денный и введенный в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2012 г. № 1611-ст.;

- Кодекс корпоративного управления, одобренный Советом директоров Центрального банка Российской Федерации 21 марта 2014 г.;
- антикоррупционная хартия российского бизнеса;
- международный стандарт ISO 26000:2010 «Руководство по социальной ответственности»;
- руководство по отчетности в области устойчивого развития Глобальной инициативы по отчетности (далее - руководство GRI).

Несмотря на активное использование стандартов нефинансовой отчетности в практике российских компаний, главным смыслом и задачей стейкхолдерской концепции является практическое внедрение в компаниях реальных моделей постоянного взаимодействия со стейкхолдерами (SRM – Stakeholder Relationship Management – система управления взаимодействием со стейкхолдерами).

В некоторых компаниях внедренные модели SRM стали неотъемлемой частью системы управления рисками.

Рекомендации МАГАТЭ и NEA OECD [13, 14, 15].

Международное агентство по атомной энергии (IAEA) и Агентство по ядерной энергии NEA OECD, начиная с 2003-2004 гг. подготовили и выпустили ряд документов, относящихся к вопросам внедрения стейкхолдерских подходов в практику компаний, ведущих деятельность в сфере использования ядерной энергии.

В документах делаются акценты на важность участия заинтересованных сторон в принятии решений на протяжении всего жизненного цикла (ЖЦ) ядерных объектов, включая реакторы, временные хранилища отработавшего топлива и хранилища конечных радиоактивных отходов.

Документы предназначены для оказания помощи лицам, ответственным за планирование, проектирование, сооружение, эксплуатацию и вывод из эксплуатации ядерного объекта, а также для органов, осуществляющих надзор за ядерной деятельностью или за управление процессами лицензирования и сертификации. Документы включают основные принципы при реализации данного подхода, целеполагание, а также рекомендации, основанные на изучении лучших практик разных компаний в других отраслях.

Принципы, методы и подходы внедрения стейкхолдерских программ в деятельность компаний, работающих в атомной отрасли, основаны на общих принципах действия таких программ в любой компании любой отрасли, содержат как стандартные шаги и процедуры, но также могут иметь национальные и корпоративные особенности, основанные на анализе групп стейкхолдеров, на разработке и реализации программ привлечения стейкхолдеров при принятии решений в компании.

Отмечается, что реализация на практике стейкхолдерского подхода с вовлечением заинтересованных сторон в принятие решений позволит укрепить доверие к ядерной энергетике. При этом подчеркивается, что методы вовлечения заинтересованных сторон не должны рассматриваться как удобные инструменты «связей с общественностью», создания имиджа или получения признания.

Задача работы со стейкхолдерами в итоге состоит в устойчивом стратегическом развитии компании и ее бизнесов посредством учета интересов всех заинтересованных и взаимодействующих с компанией сторон.

## **Госкорпорация «Росатом». Атомная отрасль. Современная практика взаимодействия со стейкхолдерами.**

Эволюция процессов организации самой госкорпорации «Росатом» и моделей управления в ней прошла путь «От разобщенности до «Горизонта»» [17].

«Особое внимание в бизнес-модели ГК «Росатом» уделено внешней среде, так как:

а) часть доступных капиталов Корпорация получает из внешней среды и значительная часть результатов также имеет отношение к внешней среде;

б) внешняя среда является источником основных рисков и возможностей» (из годового отчета Росатома за 2015 год).

С 2016 года поставлены новые задачи в управлении компанией, порожденные вызовами внешней среды и рынков. «Росатом должен стать гибкой организацией, способной быстро меняться в соответствии с требованиями внешней среды, сохранив при этом свои уникальные компетенции. Сегодня портфель заказов Росатома на 10 лет вперед составляет более \$133 млрд. Реализация этого портфеля требует синергии усилий всех организаций отрасли.» В 2017 году в госкорпорации «Росатом» запущен «проект по организационной трансформации отрасли, который получил название «Горизонт»».

Последние десятилетия в современной теории менеджмента особую популярность приобрел процессный подход к управлению компанией. Он ориентирован на построение модели организации, ориентированной на выполнение бизнес-процессов, и пришел на смену функциональному подходу, построенному на принципах узкой специализации и жесткой иерархической структуры. Процессный подход предполагает смещение акцентов от управления отдельными структурными подразделениями к управлению сквозными бизнес-процессами, охватывающими все предприятия компании и даже выходящие за ее пределы [18]. Поэтому в основе подхода лежит деятельность по выявлению, описанию и исполнению бизнес-процессов компании.

Под бизнес - процессом понимается совокупность работ, ориентированных на производство определенной ценности для потребителя на основе входящих ресурсов.

Основными целями проекта «Горизонт» являются:

- снижение транзакционных издержек;
- учет и планирование сквозной производственной себестоимости;
- внедрение эффективного горизонтального взаимодействия между структурами корпорации и отрасли.

Из годового публичного отчета ГК «Росатом» за 2015 год:

«Осознавая значимость своей деятельности для российской экономики и общества, Госкорпорация «Росатом» ставит перед собой задачу устойчивого развития бизнеса, в том числе, за счет увеличения его совокупной ценности для Корпорации, широкого круга заинтересованных сторон и населения страны в целом.»

«Базовые принципы, лежащие в основе взаимодействия с заинтересованными сторонами:

- уважение и учет интересов всех участников – открытое продуктивное сотрудничество,
- своевременное и полное информирование о деятельности Госкорпорации «Росатом»,
- стремление к достижению конкретной пользы всеми участниками,

- выполнение взятых на себя обязательств.»

Практика взаимодействий со стейкхолдерами в ГК «Росатом» и в структурах Росатома предполагает определенные подходы, основанные на предварительном анализе групп стейкхолдеров и типов взаимодействия с ними.

После проведения определенного анализа на примере научной организации НИЦ «Курчатовский институт» можно констатировать, что в самой ГК «Росатом» пока не выстроена полноценная программа работы со стейкхолдерами в формате дифференцированного подхода к каждой группе стейкхолдеров, есть общие формально декларируемые в годовом отчете принципы и отдельные положения, но нет цельной концепции или модели взаимодействия и дифференцированного подхода к участию разных групп стейкхолдеров в принятии решений как на стратегическом, так и на проектном уровнях.

На примере НИЦ «Курчатовский институт» - научной организации – обозначены следующие интересы заинтересованной стороны (годовой отчет ГК «Росатом» за 2015 год):

- технологическая модификация атомной отрасли;
- решение проблем наследия предыдущей хозяйственной и оборонной деятельности отрасли

Обозначены следующие типы взаимодействий с заинтересованной стороной:

- диалоги, презентации, форумы, конференции
- публичная отчетность.

Это слишком упрощенный взгляд такой крупной наукоемкой компании, как ГК «Росатом», на такую научную организацию как НИЦ «Курчатовский институт», выполнявшую и продолжающую выполнять уникальные научные работы для атомной отрасли. Если НИЦ «Курчатовский институт» - организация вне контура ГК «Росатом», то это требует более серьезного анализа и оценки рисков потери такого ресурса, капитала и компетенций, которыми обладает научная организация.

Если посмотреть на ГК «Росатом» с точки зрения ее внешних связей, производственных, общественных и прочих, оценить не только степень влияния корпорации на партнеров, общество, природу, но и оценить обратное влияние (или зависимость) заинтересованных сторон на корпорацию – такой подход позволяет компании учесть и оценить те ресурсы, которые необходимы для ее деятельности на всех этапах ЖЦ ядерных объектов, а также риски потери этих ресурсов.

Некоторые ресурсы находятся вне контура корпорации, поэтому компаниям, ставящим себе задачу долгосрочного устойчивого развития себя и своих бизнесов, эксперты рекомендуют разрабатывать подходы и методику стратегического анализа заинтересованных сторон, их состояния и развития их отношений с компанией.

Конечной целью такого анализа могла бы быть разработка стратегии, позволяющей управлять не только компанией, но и отношениями с заинтересованными сторонами, достигать поставленных заказчиком или менеджментом компании текущих и долгосрочных целей.

Таким образом, взгляд на границы и контур КОМПАНИИ, на устойчивое развитие КОМПАНИИ расширяется до границ ОТРАСЛИ, включая всех участников цепочки создания добавленной стоимости отраслевой продукции.

В структурных подразделениях ГК «Росатом», взаимодействующих с НИЦ «Курчатовский институт» (АО «Концерн Росэнергоатом», АО «ТВЭЛ», Группа компаний АСЭ) помимо приглашения НИЦ «Курчатовский институт» к участию в кампаниях по подготовке

и выпуску публичной годовой отчетности в качестве стейкхолдера, необходимо сформировать отношение к научной организации как к важному стратегическому партнеру, обладающему определенным капиталом, ресурсами, компетенциями и могущему участвовать в принятии важных решений.

Участие под статусом «стейкхолдер» на обсуждениях публичных отчетов, показывает, что компании готовы учитывать замечания и предложения стейкхолдеров и реагировать на них, поскольку этого требуют международные правила, стандарты и процедуры.

Возникает вопрос, какие правила, нормы, стандарты и регламентирующие документы должны быть в компаниях по выстраиванию взаимодействий с разными стейкхолдерами в нормативно-правовом формате? На примере НИЦ «Курчатовский институт».

НИЦ «Курчатовский институт» в атомной отрасли – виды деятельности. Немного об экономике, нормативно-законодательной базе, стандартах организаций.

Многие работы, лежащие в структуре проекта АЭС или других работ атомной отрасли, формируют так называемые **специфические активы – активы, привязанные к определенной технологии**. Создание таких активов требует усилий и затрат организаций. В атомной отрасли потенциальный круг квалифицированных и лицензированных участников работ часто ограничен, возникает **взаимозависимость участников друг от друга**. Между организациями возникает так называемый **внерыночный тип связи**, позволяющий снизить транзакционные издержки при взаимодействиях.

Для основной компании возникает так называемый **идиосинкратический риск, связанный с безальтернативной специализацией предприятий**, производящих услуги или продукты для создания таких специфических активов, как АЭС или других ядерных объектов или технологий. Потеря специфических знаний, компетенций, капиталов организации, находящейся за пределами контура компании – риск для основной компании.

Задачами научных институтов, как научных руководителей проектов АЭС является экспериментальное и расчетное обоснование технических и технологических решений проекта, в первую очередь, с точки зрения обеспечения ядерной и радиационной безопасности АЭС для персонала, населения и окружающей среды, а также обоснование и поддержка на основе опыта эксплуатации: технологических решений, оптимизации топливоиспользования, режимов работы АЭС, участие в разработке оборудования для атомных станций.

НИЦ «Курчатовский институт» выполняет следующие виды работ в области атомной энергетики:

- Исследования в обоснование целостной системы крупномасштабной ядерной энергетики разработки, перспективных ядерных реакторов и замкнутого топливного цикла: создание концепции развития атомной энергетики РФ в XXI в., внедрение ториевого топлива;
- Разработка теории и методов расчёта ядерных реакторов и обоснования их безопасности: физика активных зон, теплогидравлика, прочность и надёжность элементов активных зон, топливный цикл и конструкция ТВС, химия теплоносителя;
- Исследования в разработках космических ядерных энергетических установок;
- Проектирование и конструирование, научное руководство на всех стадиях жизненного цикла (включая продление срока эксплуатации) реакторов различно-

го назначения: ВВЭР, ВБЭР, РБМК, ВТГР, реакторов транспортной энергетики, промышленных и исследовательских реакторов;

- Исследования в области получения промышленных изотопов.
- Конструирование и изготовление оборудования для реакторов: систем контроля, управления и диагностики (СКУД), образцы-свидетели корпусов реакторов.
- Эксплуатация и вывод из эксплуатации ОИАЭ.

Возникает вопрос с точки зрения экономической концепции цепочки создания стоимости (ценности) продукта, реализуемой в ГК «Росатом»:

Какая экономическую ценность в общей цепочке стоимости конечного продукта создается работами НИЦ «Курчатовский институт»?

Если предприятие – партнер (стейкхолдер) выпускает не конечную продукцию для компании, то ниша и ценность ее услуг может определяться в цепочке создания конечной стоимости. Чем выше объем услуг и их ценность, тем выше степень влияния партнера (стейкхолдера) на компанию.

Можно оценить качественно и количественно ценность услуг и работ НИЦ «Курчатовский институт», стратегическую значимость рабочих инструментов – расчетных кодов, специалистов, выполняющих работы для разных структурных единиц ГК «Росатом». Это позволяет сделать теория, методология и расчетный инструментальный такого современного направления в теории стратегического управления компанией, как теория сетевого взаимодействия в бизнесе. Она позволяет рассматривать и оценивать все взаимодействия компании с партнерами и другими участниками работ качественно и количественно.

Статус НИЦ «Курчатовский институт» в бизнес-модели ГК «Росатом» и в модели взаимодействий ГК «Росатом» со стейкхолдерами.

В настоящее время существует и действует ряд документов, определяющих статус НИЦ «Курчатовский институт»:

- как Научного руководителя в Проекте АЭС-2006 на всех стадиях ЖЦ проекта АЭС,
- Соглашение о Сотрудничестве между НИЦ «Курчатовский институт» и ГК «Росатом», подписано (февраль 2016 г.);
- подготовлены решения на уровне Комитета по энергетике Государственной Думы РФ о закреплении института головных научных, конструкторских и проектных организаций;
- в стадии подготовки (2015 год) находились документы - Стандарты организаций о Модели взаимодействия участников в ходе реализации работ по проектам, включающие схемы бизнес-процессов.

Но! Многие документы не доведены до окончательной нормативно действующей стадии, а это, как можно предположить, создает определенные проблемы в рабочих взаимодействиях.

В ходе практической деятельности в рамках реализации проектов ГК «Росатом» НИЦ «Курчатовский институт» сталкивается с проблемами, связанными с процедурами заключения договоров (длительные сроки, а времени на качественное исполнение научной работы не хватает), оценки работ в договорах – по трудозатратам – что не учитывает затраты на разработку и совершенствование расчетных кодов, с другими спорными вопросами.

Современные задачи инновационного развития России предполагают выстраивание взаимодействий структур корпораций с научными институтами в определенном формате для реализации конкретных задач. Эти взаимодействия могут быть не обязательно в рыночном формате системы закупок (ЕОСЗ). Существуют другие формы взаимодействий по внерыночному типу, снижающие транзакционные затраты компании.

Предлагается расширить границы Проекта «Горизонт» с анализом стратегических партнеров и компетенций, создающих ценность продуктов ГК «Росатом» и ее структурных единиц, но находящихся вне контура корпорации. Предлагается развивать формы взаимодействий, поскольку форма ЕОСЗ – не идеальный вариант для внерыночных типов связей и научных исследований.

Для управления взаимодействиями в ходе проектов важны подготовка и выпуск организационно-распорядительных и регламентирующих документов, помогающих менеджерам управлять взаимодействиями с организациями, находящимися вне контура компании.

## Выводы

«Знать и мочь все невозможно. Можно знать тех, кто знает и может!» (КМ Альянс).

*Многие зарубежные и российские компании уже констатируют, что интеграция стейкхолдерского подхода в основную деятельность компании содействует повышению ценности как самой компании, так и взаимодействующих с ней сторон, формирует долговременные стратегические партнерские отношения. Стейкхолдерский подход, который вовлекает компанию во взаимодействие и понимание своих заинтересованных сторон, является лучшей инфраструктурой принятия важных решений. Существенным препятствием на пути реализации стейкхолдерского подхода является, как правило, трудность продвижения этой идеи среди высшего менеджмента компаний.*

Акценты в современных моделях управления на стейкхолдерский подход и сетевые формы организации бизнеса важны для организаций, не входящих в контур ГК «Росатом».

Инновации в управлении, основанные на определенных уже общепризнанных мировых и российских стандартах, подкрепленные нормативными и внутренними организационно-распорядительными актами, по сути, возрождают принципы формирования устойчивых, профессиональных, надежных взаимоотношений между участниками реализации совместных работ, приводящих к взаимовыгодным хорошим производственным и экономическим результатам и снижающим транзакционные затраты.

## Список литературы

1. Майкл Портер Конкурентная стратегия. Методика анализа отраслей и конкурентов, изд-во Альпина паблишер, Москва, 2017 год.
2. Роберт С. Каплан, Дейвид П. Нортона, Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию. ЗАО Олимп-бизнес, 2003 год.
3. Р.Н. Шамгунов. Стратегическое планирование или управление – что выбрать? <http://www.cfin.ru/management/strategy/competit/department.shtml>, дата публикации 03.04.2012 год
4. Уоррен Баффетт. Эссе об инвестициях, корпоративных финансах и управлении компаниями. Альпина Бизнес Букс, Москва, 2005 год.

5. Я.И.Осипов, Финансовая стратегия компании и модель EVA. Журнал «Российское предпринимательство», 2011, № 9 (1) стр.66-71.

6. В.С.Ефремов. Организации, бизнес-системы и стратегическое планирование. журнал «Менеджмент в России и за рубежом», <http://www.mevriz.ru/articles/2001/2/960.html>.

7. Методология исследования сетевых форм организации бизнеса, НИУ ВШЭ, монография, авторский коллектив, под науч.ред. Шерешевой М.Ю.

8. Стандарты по отчетности в области устойчивого развития «Глобальная инициатива по отчетности» (Global Reporting Initiative, GRI Standards).

9. Серия стандартов AA1000, разработанных Международным институтом социальной и этической отчетности (AccountAbility AA1000 CIC (Community Interest Company)).

10. Концепция развития публичной нефинансовой отчетности, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 мая 2017 г. № 876-р. Распоряжение от 5 мая 2017 г. № 876-р МОСКВА.

11. Единая отраслевая политика Госкорпорации «Росатом» в области публичной отчетности. Утверждена приказом Госкорпорации «Росатом» от 11 ноября 2015 года № 1/1069-П.

12. Единые отраслевые методические указания по публичной отчетности Госкорпорации «Росатом» и ее организаций. Утверждены приказом ГК «Росатом» от 18.07.2017 № 1/671-П.

13. International Nuclear Safety Group, Stakeholder Involvement in Nuclear Issues, INSAG-20, IAEA, Vienna, 2006.

14. OECD Nuclear Energy Agency, Stakeholder Involvement in Decommissioning Nuclear Facilities, NEA No. 6320, OECD, Paris (2007).

15. IAEA Stakeholder Involvement Throughout the Life Cycle of Nuclear Facilities, Nuclear Energy Series No. NGT1.4 VIENNA, 2011.

16. Александр Гушин. Горизонты целеполагания, журнал РЭА №6, 2017 год, тема Экономика.

17. От разобщенности до «Горизонта». Журнал «Атомэксперт» № 10 (61), декабрь 2017, <http://atomicexpert.com/page2202421.html>

18. И.В. Артамонов. Бизнес-транзакции: характеристики и отличительные особенности. Журнал «Бизнес-информатика» №2(20), 2012 г. Издательство НИУ ВШЭ, Москва.

## **ПОВЫШЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ КАК ИНСТРУМЕНТА ДИВЕРСИФИКАЦИИ ЭНЕРГОБАЛАНСА И РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ**

*Веселов Ф.В., Панкрушина Т.Г., Новикова Т.В.  
Институт энергетических исследований РАН,  
г. Москва*

*Толстоухов Д.А.  
ИТЦП «Прорыв», г. Москва*

### **Роль и методы технико-экономической оценки конкурентоспособности энерготехнологий при прогнозировании электроэнергетики**

Атомная энергетика России — один из динамично развивающихся, высокотехнологичных сегментов ответственного энергетического комплекса. Во многих стра-

нах мира атомные электростанции уже длительное время являются значимой структурной составляющей крупных энергосистем, выполняя функции базового источника энергоснабжения и обеспечивая надежное энергоснабжение потребителей, поддержание энергетической безопасности страны и снижение экологической нагрузки.

Имеющиеся на сегодняшний день прогнозы развития энергетики мира [1-5] формируют прогноз спроса на электроэнергию и оценивают будущие тенденции развития отдельных типов электростанций под влиянием различных факторов, таких как цены топлива, улучшение технико-экономических показателей под влиянием НТП, ограничения экологической политики и др. При этом АЭС, не использующие органическое топливо, являются одним из важных элементов повышения энергетической безопасности, снижая зависимость от поставок газа и угля, и одновременно, вместе с крупной гидроэнергетикой и распределенной возобновляемой энергетикой, вносят вклад в снижение экологической нагрузки со стороны электроэнергетики.

В России основополагающим документом для прогнозирования развития электроэнергетики является Энергетическая стратегия [6] и «Генеральная размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» [7]. В отличие от многих крупных стран мира, развитие электроэнергетики России прогнозируется в условиях низких цен топлива (прежде всего — природного газа, доминирующего в «энергетической корзине» отрасли), а также слабого влияния экологических ограничений по эмиссии парниковых газов. Это сдерживает масштабы роста неуглеродной энергетики. Так, несмотря на ожидаемый рост производства электроэнергии на АЭС в период 2016 — 2035 гг. на 15 и 25 % соответственно в минимальном и базовом вариантах, их доля в суммарном производстве электроэнергии в ЕЭС России снизится в этот период с 18,7 % до 17,9 % в минимальном варианте и 18,4 % — в базовом.

Выбор наиболее предпочтительных направлений развития энергетики при выполнении стратегических исследований и обоснования долгосрочных изменений в структуре генерирующих мощностей (и производства электроэнергии) в масштабах национальных и региональных энергосистем в мировой и российской практике системных исследований осуществляется с использованием комплексного методического подхода.

На начальном этапе определяются конкурентные преимущества отдельных технологий производства электроэнергии при различном сочетании влияющих факторов по единому экономическому критерию (обычно — удельному показателю стоимости 1 кВт·ч произведенной или отпущенной электроэнергии). Результаты оценки конкурентоспособности энерготехнологий, полученные на начальном этапе, дают исследователям предварительное представление об эффективности их развития в тех или иных условиях. На следующем этапе в рамках системной оценки определяется потенциальный масштаб развития различных технологий, исходя из идеологии планирования по минимуму стоимости (least-cost planning) и с использованием сложных оптимизационных (обычно — линейных) моделей развития отрасли.

Данный доклад посвящен начальному этапу, который, как было отмечено выше, позволяет выявить зоны конкурентоспособности альтернативных технологий с учетом неопределенности ключевых факторов, оказывающих наибольшее влияние на стоимость отпускаемой электроэнергии.

Базовые методические принципы оценки конкурентоспособности альтернативных схем энергоснабжения соответствуют общим принципам оценки эффективности инвестиционных проектов при условии постоянной во времени цены электроэнергии. В мировой практике в качестве критериального показателя рассматривается выравненная стоимость электроэнергии – *levelized cost of electricity* (LCOE). По своей сути данный показатель является эквивалентным широко используемому в России показателю удельных дисконтированных затрат (УДЗ) на отпуск электроэнергии. Использование удельных показателей является уникальной возможностью технико-экономической оценки и сравнения между собой альтернативных технологий, существенно различающихся между собой единичной мощностью, длительностью жизненного цикла, режимами работы и прочим условиям. По своей экономической сути данный удельный показатель представляет собой постоянную во времени цену электроэнергии, обеспечивающую безубыточность ее производства за весь жизненный цикл (условие безубыточности производства эквивалентно условию нулевого ЧДД).

Кроме того, результаты подобных расчетов методически могут сопоставляться с существующими или прогнозными ценами на рынке электроэнергии. Разрыв между уровнем УДЗ и рыночными ценами позволяет оценить потребность в изменении ценовой политике и объемы необходимой финансовой поддержки для стимулирования масштабного развития приоритетных технологий, что особенно важно для капиталоемких технологий.

В структуре LCOE традиционно выделяются три составляющие: капитальные, топливные и ежегодные условно-постоянные затраты за весь жизненный цикл энерготехнологии. Кроме того, эта структура может дополняться за счет разделения эксплуатационных затрат (не связанных с топливом) на переменные и постоянные, выделения затрат на вывод оборудования из эксплуатации, а также добавления затрат, связанных с платой за выбросы углерода. В таком расширенном виде, включающем дополнительные составляющие, показатель удельной стоимости электроэнергии имеет вид (1):

$$LCOE - = \frac{\sum_{t=1}^T (I_{капит}^t + I_{топл}^t + I_{пост}^t + I_{угл}^t + I_{иные}^t) / (1+d)^t}{\sum_{t=1}^T W^t / (1+d)^t}$$

где  $KB^t$  – капитальные вложения в генерирующих источник, учитывающие его мощность и величину удельных капиталовложений, а также включающие затраты на выдачу мощности, т. е. интеграцию этого источника в энергосистему;  $I_{топл}^t$  – топливные затраты на выработку электроэнергии генерирующим источником;  $I_{пост}^t$  – ежегодные условно-постоянные затраты на поддержание генерирующего источника и ЛЭП в эксплуатации, оцениваемые как доля затрат от капиталовложе-

ний;  $I_{дем}^t$  – затраты на вывод генерирующего источника из эксплуатации, оцениваемого в долях от капиталовложений;  $I_{CO_2}^t$  – затраты, связанные с платой за выбросы углерода, определяющиеся расходом топлива на отпуск электроэнергии и величиной платы за выбросы  $CO_2$ ;  $d$  – норма дисконта;  $T$  – жизненный цикл, включающий в себя строительство, эксплуатацию и выбытие объекта из эксплуатации.

В то же время для инвестора или энергетической компании реализация конкретных проектов опирается на оценку коммерческой эффективности, при которой требуется учесть весь спектр затрат, в том числе амортизационных, налоговых, кредитных, а коэффициент дисконтирования определяется средневзвешенной стоимостью капитала, привлекаемого для инвестиций (*weighted average cost of capital – WACC*). Именно это предопределяет модификацию методов расчета LCOE для энергокомпаний, а также их бизнес-консультантов. Такая практика широко применяется технико-экономических исследований в США (EIA, EPRI, NETL), консалтинговыми компаниями (Bloomberg), широко распространены в практике корпоративных исследований, в том числе и в России (например, в корпоративной методике Росатом).

Для расчетов удельной стоимости электроэнергии, которые ориентируются на условия коммерческой эффективности, применяется формула, учитывающая налоговые и финансовые затраты, связанные с обслуживанием инвестиционных ресурсов, а также аннуитетную (одинаковую по годам) долю капитальных затрат. В наиболее простом (статическом) варианте она имеет вид (2):

$$LCOE - = \frac{I_{налог} + I_{иные} + I_{пост} + (I_{капит} \cdot A) / (1 - KB_{приб}^E)}{W}$$

где  $I_{налог}$  – ежегодные налоговые платежи (кроме налога на прибыль, прежде всего – налог на имущество, исчисляемый в % от капиталовложений);  $НП$  – ставка налога на прибыль;  $KB_{приб}^E$  – величина дисконтированных капиталовложений с учетом их распределения по годам строительства;  $A$  – коэффициент аннуитета, обеспечивающий постоянные по величине ежегодные платежи для возврата инвестиций с учетом стоимости (доходности) инвестированного капитала ( $d=WACC$ ).

Как правило, срок возврата капитала при расчетах *LCOE-P* устанавливается меньшим, чем срок эксплуатации, чтобы оценить необходимый уровень цены, обеспечивающей положительный ЧДД за весь жизненный цикл. В отраслевой методике Росатома срок возврата инвестированного капитала принимается равным сроку эксплуатации.

Переход от рассмотрения *LCOE-O* к *LCOE-P* приводит к увеличению удельных дисконтированных затрат, причем в наибольшей степени это касается капиталоемких технологий (рис. 1).

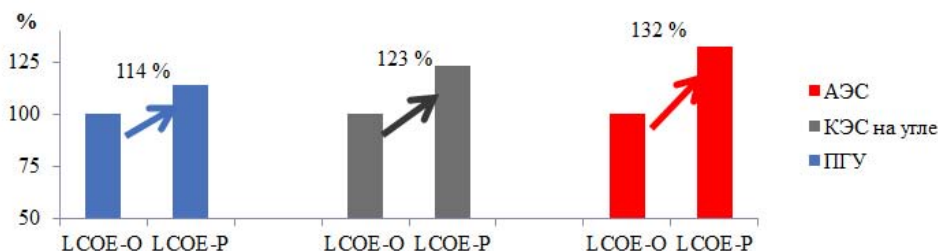


Рис. 1. Изменение удельных дисконтированных затрат при переходе к расчету LCOE по условиям коммерческой эффективности

## Факторы, влияющие на конкурентоспособность АЭС и ТЭС

При оценке сравнительной эффективности энерготехнологий крайне важным является проведение факторного анализа, т. е. оценки чувствительности полученных результатов к изменению показателей и выявлению наиболее значимых и существенных. При этом необходимо учитывать не только неопределенности, существующий на сегодняшний день, но и их изменение в динамике – вплоть до горизонтов 2040 – 50 гг.

Традиционно АЭС являются одними из наиболее сложных и капиталоемких энергетических объектов. Соответственно, роль капитальной составляющей в структуре удельных дисконтированных затрат на отпуск электроэнергии от АЭС очень существенна и составляет, в зависимости от дисконта, 60 – 75 %. Именно поэтому величина удельных капиталовложений является наиболее значимым параметром, оказывающим ключевое влияние на повышение относительной эффективности и конкурентоспособности атомных электростанций.

Использованные в расчетах актуальные оценки стоимости строительства типовых проектов энергоблоков АЭС, проектируемых и предлагаемых к сооружению в России, основаны на проектных данных о капиталовложениях по конкретным блокам (инвестиционная программа Концерна «Росэнергоатом», утверждаемая Минэнерго РФ), а также на данных специалистов атомной отрасли [8-10]. В перечень проектов включены усовершенствованные водно-водяные реакторы на тепловых нейтронах проектов АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ, реакторы на быстрых нейтронах с натриевым (БН) и свинцовым (БР) теплоносителем. При этом, следует отметить, что на перспективу до 2035 года основной объем инвестиционных решений планируется реализовывать на реакторах ВВЭР (сначала проект АЭС-2006 единичной мощностью 1197 МВт, а с 2025 года – ВВЭР-ТОИ – 1255 МВт).

Проведенный анализ показывает, что для ближайших по времени проектов ввода АЭС в период до 2020 года (АЭС-2006) удельная стоимость составляет примерно 100 – 115 тыс. рублей 2014 г. за кВт. При этом дополнительная проектная проработка по новому поколению блоков ВВЭР-ТОИ показывает возможность

снижения удельных капиталовложений до уровня 90 тыс. рублей 2014 г. за кВт. Для энергоблоков на базе быстрых нейтронов со свинцовым теплоносителем к 2035 году можно достичь еще более существенного снижения удельных капиталовложений – до 75 тыс. рублей 2014 г. за кВт. Кроме того, переход к усовершенствованным и новым энергоблокам позволит также снизить и ежегодные условно-постоянные и топливные затраты.

Расчеты показывают, что снижение капитальной составляющей оказывает очень заметное влияние на снижение LCOE (на 20 – 35 %), тем самым повышая конкурентоспособность АЭС (рис. 2). Еще одним важным фактором удешевления электроэнергии от АЭС является стоимость инвестируемого капитала. Снижение кредитной ставки является одним из наиболее распространенных инструментов государственной поддержки приоритетных направлений в экономике, промышленности и энергетике. В случае применения этого механизма к новым АЭС, это позволит снизить их LCOE уже на 35 – 50 % (рис. 2).

Основным конкурентом АЭС как в настоящее время, так и на перспективу является новая, энергоэффективная газовая генерация, в особенности – ПГЭС. Из-за более высокой капиталоемкости и более низкого КПД (при сопоставимой стоимости топлива) угольная генерация в настоящее время является менее конкурентоспособной. Ужесточение требований к снижению негативного воздействия на окружающую среду, и необходимость внедрения мер по очищению дымовых газов и золы, ограничений по эмиссии CO<sub>2</sub>, приведут к еще большему росту удельных капиталовложений КЭС на угле.

Для альтернативных технологий – ПГЭС и КЭС на угле, доля капитальной составляющей в структуре LCOE в настоящее время – 35 и 55 % соответственно. Основные вводы оборудования газовых ТЭС в последние годы были сделаны на базе прогрессивных типов парогазового и газотурбинного оборудования, но из-за заметного технологического отставания отечественного энергомашиностроения в основном использовалось импортное оборудование (в особенности газовые турбины).

В результате изменения геополитической и макроэкономической ситуации, скачков курса иностранных валют, почти двукратно выросла стоимость нового

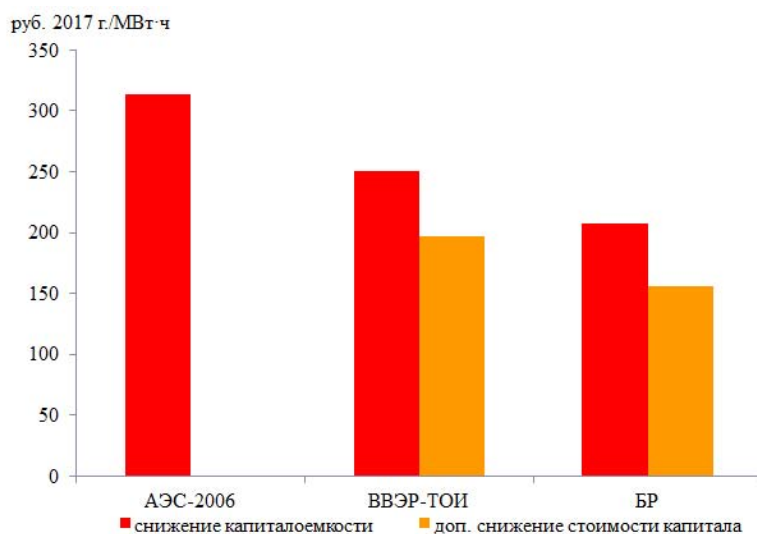


Рис. 2. Снижение LCOE с учетом снижения стоимости строительства и капитала, руб./МВт·ч (2017 г.)

импортируемого оборудования, а также затрат на обслуживание уже поставленных турбин. Несмотря на заявленную государством политику по импортозамещению и локализации производства продукции энергетического машиностроения на территории РФ, в ближайшее время сохраняются риски, которые могут дополнительно увеличивать капиталоемкость проектов тепловой генерации:

- необходимость продолжать закупки импортного оборудования в среднесрочной перспективе (не менее 5–7 лет) из-за неопределенности сроков разработки отечественных аналогов импортного оборудования или локализации последнего, а также темпов выхода на серийные масштабы производства;
- неопределенность в рыночной стоимости нового отечественного оборудования (даже с учетом его удешевления при серийном производстве), для которого цены импортных аналогов являются естественным (маржинальным) экономическим ориентиром.

Таким образом, сравнительная эффективность ТЭС (ПГЭС и КЭС на угле) в большой степени зависит от того, как будет осуществляться импортозамещение и насколько может быть снижены удельные капиталовложения. По оценкам ИНЭИ РАН, сокращение доли импорта оборудования приведет к снижению удельных капиталовложений до 30 % для ПГУ (табл. 1). Для угольной генерации вопрос зависимости от величины импортозамещения актуален в меньшей степени, поскольку производство оборудования локализовано за счет отечественного машиностроения. Тем не менее, для КЭС на угле снижение капиталовложений будет существенным и составит примерно 18 % (табл. 1).

Крайне важным фактором, влияющим на конкурентоспособность тепловой генерации, и способным отчасти компенсировать различие в капитальных затратах с АЭС, безусловно, является цена топлива. В структуре LCOE на долю топливной составляющей приходится в настоящее время около 40–50 % для новых ПГУ и 30–40 % для КЭС на угле.

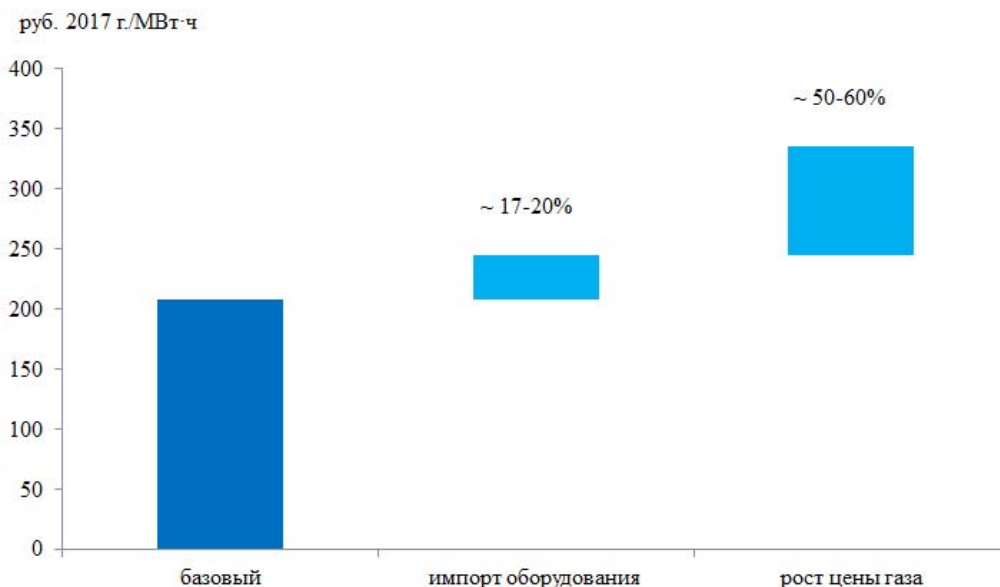
**Таблица 1.** Влияние доли импортозамещения на удельные капиталовложения в оборудование ТЭС, руб./кВт

		КЭС на газе (ПГУ)	КЭС на угле
ДПМ (по Пост. №238)	Рубли 2010 г.	28770	49175
Импорт 0 %	Рубли 2017 г.	37500	63500
Импорт 30 %	Рубли 2017 г.	41000	67500
Импорт 50 %	Рубли 2017 г.	43500	70500
Импорт 100 %	Рубли 2017 г.	50000	77500

Очевидные преимущества газовой генерации по сравнению с АЭС и КЭС на угле в настоящее время обуславливаются не только относительно низкими капиталовложениями, но также и низкой ценой газа. И конкурентоспособность газовой генерации на перспективу во многом будет определяться выбранной политикой ценообразования на газ. При сохранении действующей системы ценообразования на газ (не выше инфляции), только за счет фактора удорожания оборудования LCOE газовых ТЭС увеличится примерно на 20 % (рис. 3). Однако при переходе к сценарию опережающего инфляцию роста цен газа, с выходом через 15–20 лет на условия равной эффективности внутрироссийских и экспортных поставок, стоимость электроэнергии от ПГЭС увеличится еще на 50–60 % (рис. 3).

### Факторы, влияющие на конкурентоспособность возобновляемой энергетики

Новые конкурентные вызовы для АЭС формируются со стороны возобновляемой энергетики, преимущественно – ветровых и солнечных электростанций. Именно эти типы ВИЭ получили наиболее широкое распространение и государственную поддержку за рубежом, начинают развиваться и в России. Старт развитию возобновляемой энергетики в России был дан с принятием в 2009 году Правительством РФ «Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года». Помимо це-



**Рис. 3.** Влияние неопределенности капиталоемкости и цен топлива на величину LCOE газовой генерации, руб. 2017 г./МВт·ч

левых показателей объема производства и механизмов стимулирования инвестиций в ВИЭ, там были определены базовые предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности ВИЭ-электростанций, в зависимости от типа используемых энергетических ресурсов.

Следует отметить, что в настоящее время капиталоемкость источников на базе ВИЭ еще достаточно велика. Однако постепенная локализация производства оборудования как для ВЭС, так и для СЭС на территории России, повышение изученности, все более широкое распространение этих технологий, а также их совершенствование (увеличение КПД и т. д.) уже в ближайшие годы должны привести к существенному снижению удельных капиталовложений (рис. 4).

Отличием ветровой и солнечной генерации является ее нестабильность, невозможность управляемой выдачи мощности в сеть, зависимость от погодных факторов (интенсивность инсоляции, скорость ветра), в то время как АЭС работают в базовой части графика нагрузки и обеспечивают стабильную выработку электроэнергии. Таким образом, для обеспечения корректного сравнения генерирующих источников на базе ВИЭ с АЭС,

требуется привести их к сопоставимому виду по режиму выдачи мощности.

Для этого в расчетах учитываются дополнительные затраты при их интеграции ВИЭ в энергосистему: либо в виде резервирования за счет традиционной газовой генерации (например, действующими мощностями ТЭС или новыми ГТУ), либо в виде комбинации с накопителями электроэнергии (рис. 5). Так, в зависимости от способа интеграции ВИЭ в энергосистему, увеличение LCOE ветровых и солнечных электростанций может составить от 20 % (при резервировании действующими ТЭС на газе) до 160 % (при рассмотрении в комплексе с накопителем электроэнергии).

### Изменение конкурентоспособности АЭС в динамике

С учетом выполненных расчетов была проведена оценка сравнительной эффективности атомной и альтернативных типов генерации для разных временных горизонтов (2016, 2030 и 2050 гг.). Результаты этого анализа, выполненные при норме дисконта 8 %, представлены на рис. 6. В качестве «базовой» для каждого

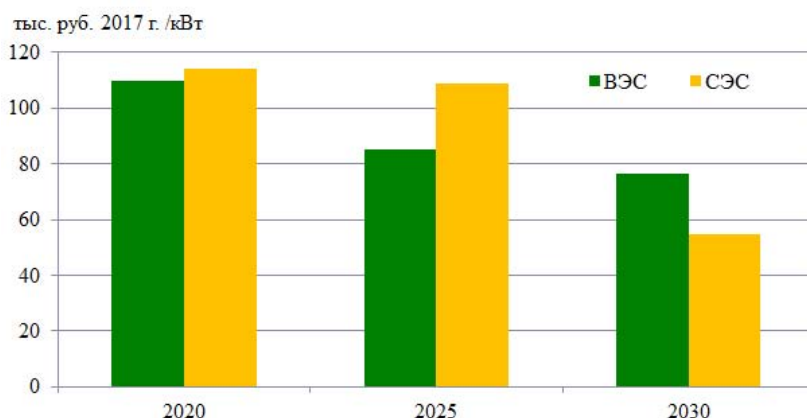


Рис. 4. Снижение капиталоемкости ВЭС и СЭС с учетом освоения технологий и НТП, тыс. руб./кВт (2017 г.)

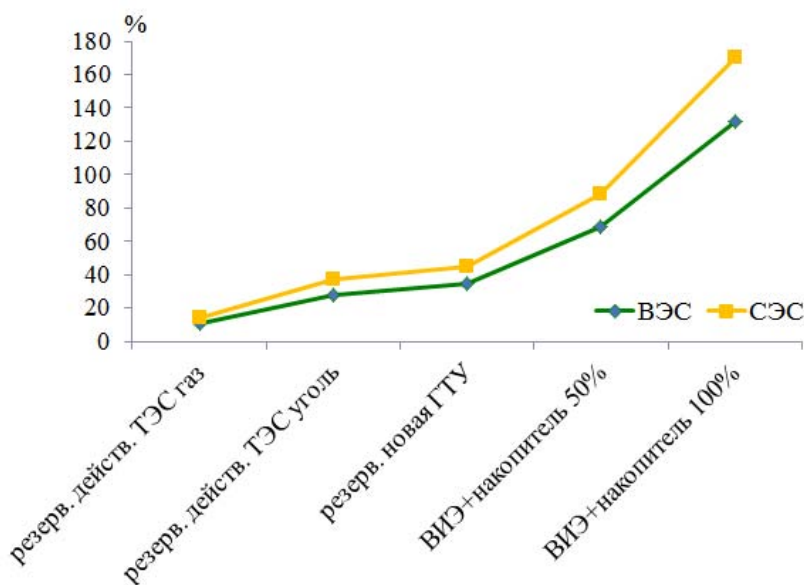


Рис. 5. Влияние учета эффекта интеграции на увеличение LCOE (в % от «чистой» технологии)



периода рассматривается одна из технологий атомной генерации, причем если в настоящее время это АЭС-2006, то на перспективу это будет уже усовершенствованный блок ВВЭР-ТОИ, а на горизонте 2050 г. добавляется также и БР-1200.

Как видно из рисунка 6, в настоящее время конкурентоспособность газовой генерации (ПГУ) является

безусловной — они являются существенно экономичнее и эффективнее в силу отмеченных выше обстоятельств (недорогой природный газ и низкие удельные капиталовложения). Разрыв по стоимости электроэнергии между ПГЭС и АЭС составляет до 30 %. Тем не менее, остальные типы генерации (КЭС на угле, СЭС и ВЭС) уступают по эффективности атомной генерации.

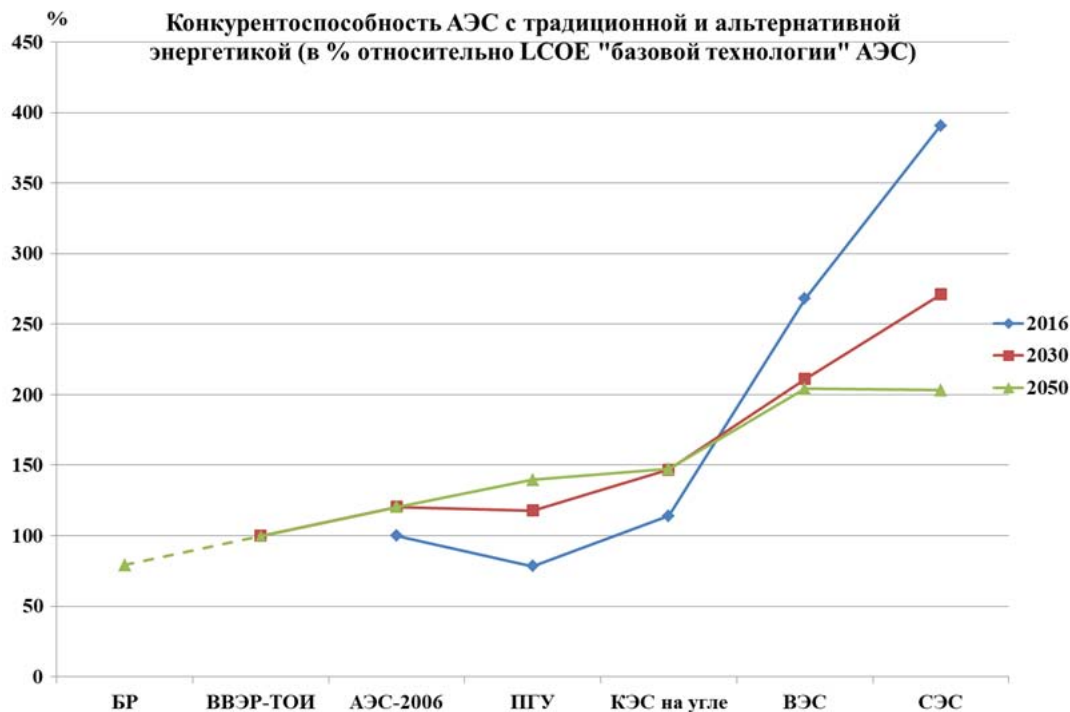


Рис. 6. Анализ конкурентоспособности АЭС по сравнению с традиционными и альтернативными типами генерации (в % от «базовой технологии» АЭС)

На горизонте 2030 г. в случае перехода к новой ценовой политике на внутреннем рынке газа, и главное — при достижении и подтверждении всех заявленных технико-экономических параметров ВВЭР-ТОИ (в особенности, удельных капиталовложений), производство электроэнергии на АЭС станет существенно эффективнее, чем на альтернативных технологиях. При сохранении низких цен газа снижение капиталоемкости ВВЭР-ТОИ позволит достичь паритета с новыми ПГЭС. В перспективе до 2050 г. появление и внедрение на рынок БР-1200 позволит еще больше повысить конкурентоспособность атомной генерации.

#### Список литературы:

1. World Energy Outlook 2016. OECD/IEA, 2016.
2. International Energy Outlook 2016. DOE/EIA-0484(2016). May 2016.
3. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А.Макарова, Л.М.Григорьева, Т.А.Митровой; ИНЭИ РАН—АЦ при Правительстве РФ — Москва, 2016. — 200 с.
4. EU Reference Scenario 2016 Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. European Commission. 2016. ISBN:

978-92-79-52373-1. [Электронный ресурс]. — URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016\\_report\\_final-web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf)

5. EIA. Annual Energy Outlook 2017. May 2017 [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/index.php>

6. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. (редакция от 01.02.2017 г.) [Электронный ресурс]. — URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920>

7. Генеральная размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденная распоряжением правительства РФ от 9 июня 2017 года № 1209-р.

8. ВВЭР-ТОИ: водо-водяной реактор 3.0. // Атомный эксперт, 2013, №1-2, с. 22-29.

9. Адамов Е.О., Рачков В.И., Толстоухов Д.А., Панов С.А. Сравнение технико-экономических показателей различных вариантов реализации ЯТЦ реакторов АЭС.// Известия Российской Академии Наук. Энергетика, 2016, №4, с.25-36.

10. Адамов Е.О., Каширский А.А., Муравьев Е.В., Толстоухов Д.А. Структура и параметры двухкомпонентной ядерной энергетики при переходе к замыканию ядерного топливного цикла.// Известия Российской Академии Наук. Энергетика, 2016, №5, с.14-32.

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА АЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ПРОИЗВОДСТВА ТОПЛИВА

*Колтун О.В., Павлов А.С., Темишев Р.Р.,  
Тыкшаев В.П., Орехов М.Н.  
АО «ВНИИАЭС», Москва*

## Введение

С 2010 года в АО «ВНИИАЭС» проводится экспертиза и оценка конкурентоспособности новых проектов АЭС. В сотрудничестве с концерном «Росэнергоатом», НИЦ «Курчатовский институт» и ФГУП ФЭИ ведутся технико-экономические исследования в области оценки эффективности двухкомпонентной ядерной энергетической системы на базе замкнутого топливного цикла. Был выполнен также сравнительный анализ конкурентоспособности АЭС, ТЭС и электростанций на возобновляемых источниках энергии.

Указанные работы послужили основой для постановки в инициативном порядке задачи создания универсальной технико-экономической модели атомной электростанции для исследования эффективности и конкурентоспособности АЭС на всем жизненном цикле. Кроме того, ставится задача рассмотрения группы электростанций, объединенных в ядерную энергетическую систему на базе замкнутого топливного цикла.

## Концептуальные подходы к формированию модели

В концепцию модели заложены следующие подходы:

- предусмотрено моделирование иерархической структуры объектов атомной энергетики, начиная с крупной ядерно-энергетической системы и заканчивая отдельными элементами конструкций и оборудования;
- по мере необходимости могут быть поставлены задачи рассмотрения как энергетических объектов в целом, так и отдельных зданий, сооружений, систем и элементов. Как правило, результатом расчета должно быть сравнение вариантов технического решения с целью выбора наиболее эффективного из них (оптимизация);
- технико-экономические показатели объектов рассматриваются с учетом этапов жизненного цикла, включающего предпроектный этап, проектирование, строительство, эксплуатацию и вывод из эксплуатации;
- в ходе долговременной эксплуатации моделируется изменение параметров активной зоны, режимов выработки энергии, а также проведение ремонтов и модернизаций;
- модель охватывает различные уровни представления объекта – АЭС в целом, ядерный и неядерный «остров», строительско-технологический узел (комплекс) АЭС, здание или сооружение, функциональную систему, отдельный элемент оборудования или

конструкции. Кроме того, при наличии исходных данных может быть проведено моделирование промышленно-энергетического комплекса с замкнутым топливным циклом, включающего, помимо АЭС, предприятия топливного цикла и переработки отработавшего ядерного топлива;

- предусматривается возможность проводить технико-экономические исследования эффективности и конкурентоспособности АЭС с учетом вариантов их проектных решений, особенностей площадок размещения, условий строительства и эксплуатации;
- определение затрат может производиться различными методами, включая принятые в зарубежной практике. Для оценивания вариантов могут применяться различные показатели и критерии эффективности, в том числе с использованием многокритериального подхода;
- для строящихся электростанций предусмотрено управление стоимостью в ходе возведения энергоблоков, прогнозирование конечных экономических показателей. Для эксплуатирующихся энергоблоков возможно определение основных показателей организационно-технологических решений в области эксплуатации АЭС.

## Исходные данные модели

Состав и подробность исходных данных специфичны для различных технико-экономических задач, решаемых с помощью модели. Предусматривается использование заранее заготовленной базы данных (например, объектов-аналогов и характеристик оборудования) в сочетании с данными, вводимыми для конкретной задачи. Специфическим элементом структуры базы данных является набор прототипов реакторных установок и проектов электростанций, который упрощает ввод исходных данных конкретных объектов.

Модель может быть использована на предпроектной стадии, а также при разработке проектной документации для оценки и выбора вариантов проектных решений. Для этого предусматривается использование базы данных по предполагаемым площадкам строительства АЭС в различных регионах страны и за рубежом. Возможно применение коэффициентов, учитывающих различные климатические, геологические и сейсмические условия потенциальных площадок. Доступ к формированию и использованию базы данных ограничен правами пользователя.

Поскольку исследование жизненного цикла АЭС предполагает необычно далекий расчетный горизонт (порядка 100 лет), большое значение приобретает прогнозирование используемых макроэкономических показателей, недоступное для тривиальных экономических задач. В связи с этим в модели предполагается использование собственного прогнозного механизма, основанного на многолетнем статистическом анализе с использованием статистических данных отечественных и международных организаций.

Следует учитывать, что авторами не ставилась задача дублировать деятельность проектировщиков и создавать полноценные спецификации, сметную документацию, перечни ресурсов и затрат для строительства и эксплуатации станции. Основной упор делается на предпроектной оценке показателей для выбора тех или иных технических решений с точки зрения экономической эффективности и с заданным уровнем детализации.

Не ставится также задача добиться абсолютной точности расчетов, поскольку никогда не удастся устранить неопределенность исходных данных и условий существования объекта. Экономические результаты рассчитываются путем сравнения возможных вариантов возведения и эксплуатации объектов с оцениваемой погрешностью.

### Уровни представления объектов

Особенностью энергетического объекта является тесная взаимосвязь строительной и технологической (ядерно-энергетической) частей проекта. Кроме того, развитие энергетики предусматривает решение как глобальных, так и локальных задач. Поэтому предусмотрено моделирование объектов на следующих иерархических уровнях (рис. 1):

- 1-й уровень. Промышленно-энергетический комплекс** в составе электростанций, предприятий по переработке отработавшего топлива и изоляции отходов, объектов инфраструктуры;
- 2-й уровень. Атомная электростанция или предприятие** в целом;
- 3-й уровень. «Остров»,** как крупнейшая структурная ячейка предприятия (например, ядерный остров, энергетический неядерный, топливный, обращения с ОЯТ и РАО);
- 4-й уровень. Строительно-технологический узел, или комплекс** (например, свежего топлива, реакторный, турбинный, выдачи мощности, гидротехнический и др.);
- 5-й уровень. Здание, сооружение** (например, реакторное здание, здание турбины, градирня, административно-бытовой корпус и др.);
- 6-й уровень. Система, помещение** (например, система обращения с ядерным топливом, аварийного охлаждения активной зоны, регенерации тепла, циркуляционного водоснабжения и др.);
- 7-й уровень. Элемент оборудования или конструкции** (например, насос, теплообменник, клапан, трубопровод, перекрытие и др.).

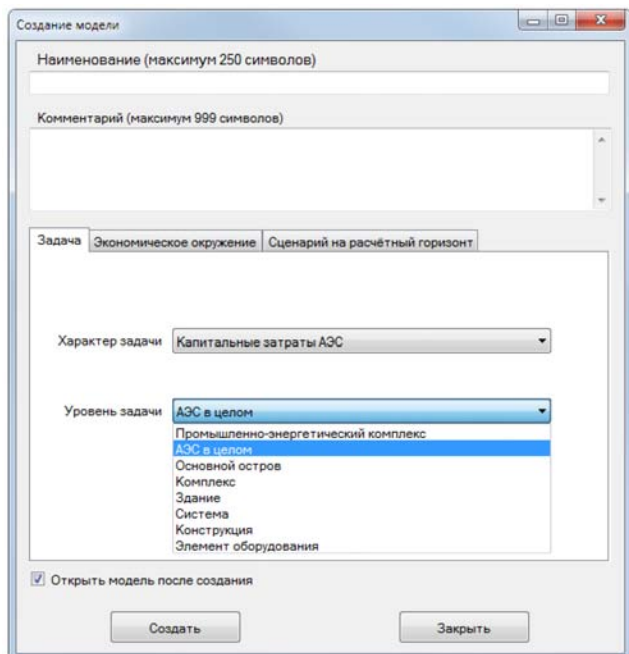


Рис. 1. Выбор уровня и характера задачи

При использовании модели не обязательно вводить данные по всем уровням и объектам. Моделируются только те объекты и их части, которые различаются в сравниваемых вариантах. Экономические свойства остальных объектов АЭС могут не учитываться совсем или же определяться различными приближенными методами для представления рассматриваемого объекта в общем комплексе станции.

### Методы определения показателей объектов

При анализе технико-экономических показателей осуществляется расчет капитальных и эксплуатационных затрат с их распределением по периодам жизненного цикла. Особо выделяется топливная составляющая эксплуатационных затрат.

Для проведения расчетов используется библиотека прототипов и аналогов реакторных установок, электростанций, их частей, отдельных функциональных и конструктивных систем с их технико-экономическими показателями, а также библиотека элементов оборудования и конструкций, позволяющая определять капитальные и эксплуатационные затраты и оценивать точность расчетов с учетом неопределенности исходных данных.

Экономическая часть модели предполагает прогнозирование и дисконтирование различных затрат на жизненном цикле АЭС, использование бюджетных, корпоративных и заемных финансовых средств, учет различных тарифных систем, коммерческих и бытовых особенностей регионов.

Для определения капитальной составляющей затрат используются различные методы определения сметной стоимости строительства, в том числе аналоговый, параметрический и ресурсный. Эти методы могут быть использованы в сочетании друг с другом.

При аналоговом методе используются данные ранее построенного или запроектированного объекта с возможностью пересчета по основному показателю (производительности, мощности, объему), по месту и времени возведения, по валюте цены и методу определения стоимости (с лимитированными затратами или без них).

При параметрическом методе используются более сложные зависимости стоимости от нескольких параметров на основании обобщения нескольких аналогов. Так же, как и при аналоговом методе, имеется возможность учета места и времени возведения, метода определения стоимости. Таким образом, аналоговый метод можно считать упрощенным частным случаем параметрического метода.

При ресурсном методе учитывается стоимость конкретных применяемых ресурсов (оборудования, материалов, затрат труда, строительной техники и транспортных средств). Такой способ ближе всего к составлению смет проектировщиками, однако требует значительного количества исходных данных, в частности, определения количества и видов оборудования, состава и объема строительно-монтажных работ.

Другие методы (базисно-индексный, ресурсно-индексный) вследствие проводимой в настоящее время реформы ценообразования в строительстве РФ выходят из употребления, однако могут быть использованы при необходимости.

Указанные методы имеют различные характеристики неопределенности, что позволяет объективно оценивать

устойчивость результатов. При этом используется принятая в международной практике классификация достоверности результатов, зависящая как от стадии реализации проекта, так и от наличия информации о проекте.

В эксплуатационные затраты включаются материальные затраты, оплата труда с начислениями, затраты на ремонт и техническое обслуживание, на создание резервов концерна, уплату налогов и т.п. Топливные затраты могут быть определены по цене тепловыделяющих сборок или на основании удельных затрат на топливные операции, включая добычу и обогащение урана, фабрикации топливных элементов, а также получение делящихся материалов из отработанного ядерного топлива.

### Этапы принятия решения

При составлении инвестиционной программы, стратегическом долгосрочном планировании отрасли целесообразно использование модели на уровне оптимизации ядерной энергетической системы. При этом может быть определено оптимальное соотношение энергоблоков различных типов, сроки ввода энергоблоков в соответствии с прогнозируемой потребностью в энергии с учетом развития генерации других типов. Может быть учтено как строительство замещающих или новых блоков на территории РФ, так и строительство энергоблоков за рубежом. Необходимость совместного планирования обусловлена использованием одних и тех же мощностей по производству и монтажу энергетического оборудования, по пусконаладочным и другим специальным работам, применением особо сложной строительной техники.

Предлагаемая модель может быть также использована на предпроектном этапе обоснования инвестиций при выборе основных технических решений АЭС, на-

пример, при обосновании размещения станции, выборе системы циркуляционного водоснабжения, разработке схемы организации строительства.

К сожалению, в современной практике проектирования новых станций отсутствует стадия технико-экономического обоснования, на которой должны бы решаться основные технические проблемы, хотя за рубежом проектирование крупных промышленных комплексов проходит 3-4 стадии. Поэтому технические решения, пропущенные на стадии обоснования инвестиций, должны приниматься на стадии разработки проектной документации. Технико-экономическая модель позволяет осветить отдельные проблемные вопросы, обосновать применение отдельных технических решений различного уровня.

На стадии строительства модель может быть применена для прогнозирования сроков сооружения электростанции и отдельных объектов, основываясь на физических объемах строительно-монтажных работ, степени индустриализации конструктивных и технологических решений, численности строительного персонала, количества используемой техники. В процессе строительства может накапливаться информация о выполненных объемах строительно-монтажных работ, об отклонениях от договорной стоимости отдельных объектов. На основании анализа получаемой информации в любой момент времени может быть составлен прогноз срока завершения строительства, а также предполагаемых затрат по проекту к моменту завершения (рис. 2).

Наконец, на стадии эксплуатации модель может быть использована при обосновании решений о сроках модернизации неядерного оборудования, а при наличии соответствующих исходных данных – об оптимальных режимах эксплуатации станции и о сроках вывода объектов из эксплуатации.

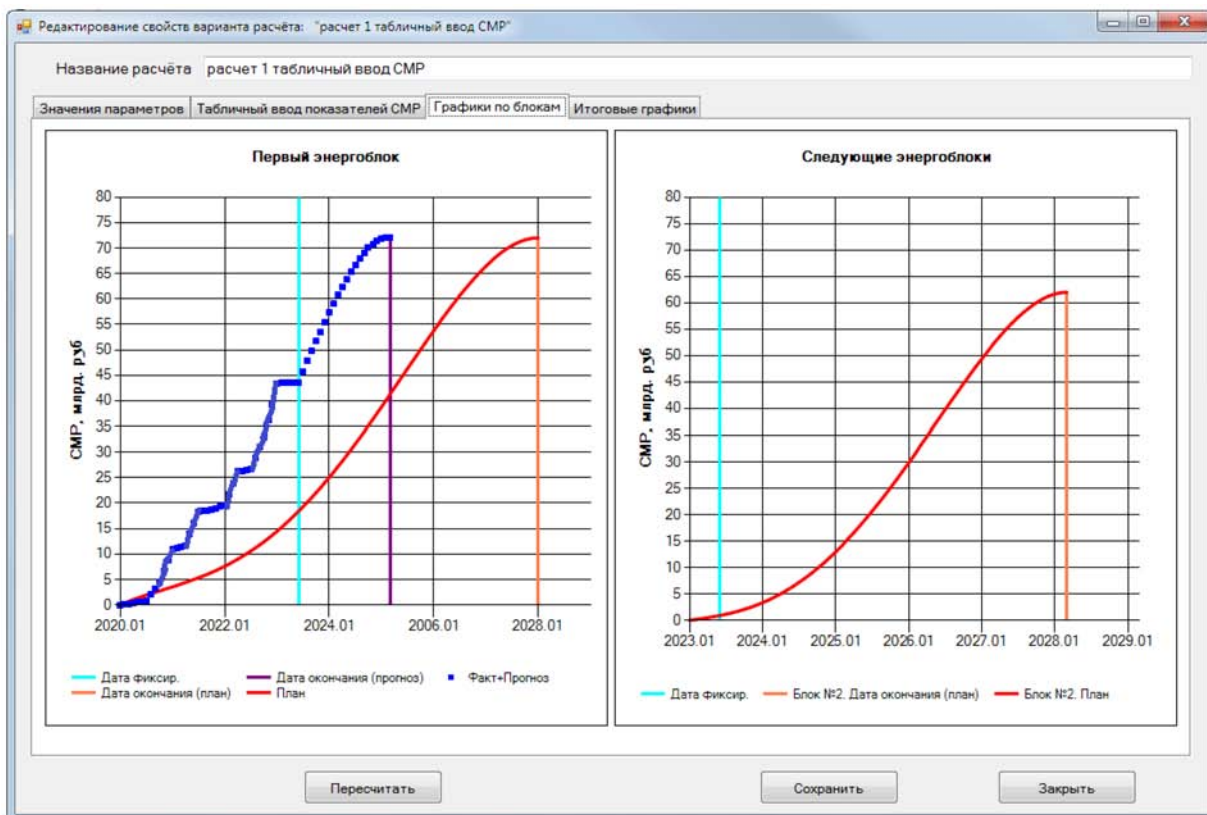


Рис. 2. Прогнозирование завершения строительства энергоблока (цифры условные)

В целом сохранение и передача данных модели по этапам жизненного цикла обеспечивает преемственность технико-экономических показателей, позволяет сравнить планируемые, проектные и фактические показатели работы станций.

## Методы оценки вариантов и выбора решений

По рассматриваемым вариантам можно определить отдельные экономические показатели: стоимость капитальных затрат, годовую величину эксплуатационных и топливных затрат. В некоторых случаях с помощью модели определяются также технические показатели, например, располагаемая мощность АЭС в зависимости от климатических условий, от отборов на теплофикацию и опреснение.

Поскольку одним из существенных условий расчета является норма дисконта, возможно вычисление этой нормы, основываясь на различных методах, например, на методе CAPM или WACC. При этом может быть принято как безвозвратное субсидирование строительства из бюджета РФ или другой страны, так и возвратное процентное или беспроцентное финансирование в любой пропорции. Тем самым моделируются различные случаи государственно-частного партнерства, в том числе и участием иностранных партнеров.

Определяются также комплексные показатели, такие, как NPV, LCOE, IRR, удельная себестоимость электроэнергии, дисконтированный срок окупаемости и другие величины (рис. 3). Предусматривается также применение многокритериального анализа для оценки наиболее важных энергетических проектов и учет разнообразных рисков проекта.

Основные денежные потоки NPV, млрд. руб. РФ		LCOE, руб. РФ / кВтч	0,792786	0
доходы	900,13	NPV, млн. руб. РФ	-16 057,86	0
расходы	916,19	Индекс прибыльности	0,9825	0
		Себестоимость эл. энергии, руб. РФ / кВтч	0,79	0

**Строительство**

- Удельные кап. затраты в основные объекты, млн. руб./МВт эл. brutto: 121
- Показатель серийности строительства эл. блоков: 0,05
- Норматив кап. затрат на вывод из экспл.: 0,045 руб. РФ / кВтч
- НИОКР и т.п., головной эл. блок, млн. руб.: 1 000,00

**Эксплуатация**

- Доля заменяемого оборудования: 0,30
- Ремонт осн. средств, % / год экспл.: 0,50
- Прочие затраты, млн. руб. год / эл. блок: 1 420,00
- Период замен оборудования, лет: 0
- количество замен: 0

**Топливо**

- Известна средняя по реактору глубина выгорания:
- Известна цена ТВС:  Цена ТВС А3, шт.: 36,00

**Составляющие цены производства СЯТ**

- цена природного урана, т: 2,72
- цена Pu, кг: 0,00
- цена работы разделения, тЕРР: 2,35
- цена фабрикации ТВС, ттм: 5
- цена металлоконструкций ТВС А3, кг: 0,05

**ОЯТ и РАО**

- содержание Pu в ОЯТ, %: 11,50
- цена переработки ОЯТ, т: 28,00
- цена изоляции РАО, ттм: 31,00

Рис. 3. Определение капитальных и эксплуатационных затрат (цифры условные)

При наличии нескольких вариантов решения проводится оценка устойчивости оптимального решения и чувствительности полученных результатов по отношению к неопределенности исходных данных, принятых параметрических зависимостей.

## Выводы

Разрабатываемая во ВНИИАЭС технико-экономическая модель, является инструментом для решения широкого круга вопросов, возникающих на различных этапах работы над энергетическими проектами.

Настоящий этап разработанности модели позволяет прогнозировать:

- инвестиционные, финансовые, технико-экономические показатели по стадиям жизненного цикла

(CAPEX, включая модернизации и вывод из эксплуатации, OPEX, себестоимость производимой электроэнергии) как для отдельных АЭС, так и ядерных энергетических систем, с учетом с учетом объектов топливообеспечения, вариантов топливного цикла;

- реалистичные сроки реализации проекта с учетом технологии СМР на предпроектных стадиях реализации проекта (включая оценку экономии срока сооружения на капитальные затраты и коммерческую эффективность проекта);
- интегральные показатели экономической эффективности (NPV, LCOE и др.) для, вариантов технологических, строительных решений отдельных комплексов и объектов, проводить анализ чувствительности результатов;

- конкурентоспособность, инвестиционную привлекательность для различных форм финансирования проектов.

С помощью модели могут быть определены реалистичные сроки выполнения и завершения проекта, может быть дана объективная оценка предполагаемых капитальных и эксплуатационных затрат, определена коммерческая эффективность проекта. Могут быть определены границы конкурентоспособности различных ядерных технологий с учетом неопределенности и чувствительности результатов.

В настоящее время технико-экономическая модель находится в стадии разработки, однако уже решает важные оптимизационные задачи. В этой связи модель открыта для участия других заинтересованных организаций, осуществляющих оценки технико-экономических показателей инвестиционных проектов на различных стадиях жизненного цикла как ядерно-энергетической системы, так и отдельных объектов атомной энергетики. Модель может быть также адаптирована для оценки энергетических проектов, с использованием органического топлива или возобновляемых источников энергии.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ: ЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ, ЛУЧШИЕ СИСТЕМЫ

*Демидова Л.Н.*  
*АО «Концерн «Росэнергоатом»*

**Повышение эффективности деятельности – рост выручки, радикальное снижение издержек – ключевая задача, которая стоит перед Концерном. Эта задача реализуется путем трансформации системы управления через ключевые показатели эффективности, автоматизации процессов, анализа и внедрения лучших практик, имеющихся на атомных станциях.**

Значимая оптимизация затрат возможна только на основе системного целеполагания и управления всеми ресурсами и расходами предприятия. Важнейшее значение в связи с этим имеет действующая с 2010 года в Концерне система КПЭ – индикаторов достижения поставленных целей. Показатели из карты КПЭ Генерального директора Концерна «Росэнергоатом», декомпозированные на всю систему управления, устанавливаются в качестве целевых ориентиров для Концерна на год.

Карта КПЭ Генерального директора Концерна на 2018 год была полностью согласована в Госкорпорации «Росатом» в конце 2017 года. Благодаря этому Концерн получил возможность начать работу по достижению целевых ориентиров 2018 года заблаговременно. И первым шагом в этом является разработка сводного плана мероприятий (далее – План) по достижению установленных целевых значений, который утверждается приказом № 1 по Концерну.

Мониторингом выполнения показателей занимается созданный в центральном аппарате Концерна комитет по управлению операционной эффективностью деятельности (председатель – первый заместитель Генерального директора по эксплуатации АЭС). Задачей комитета является мониторинг выполнения целевых ориентиров, а также, в случае наличия рисков их невыполнения, разработка компенсирующих мероприятий.

Чтобы разработка этих мероприятий осуществлялась своевременно, в центральный аппарат Концерна должна незамедлительно стекаться информация о всех возникающих на атомных станциях и в других филиалах рисках и проблемах.

Структура карты КПЭ Генерального директора Концерна включает три раздела – первый раздел устанавливает приоритетные цели по безопасности, второй раздел включает цели по росту масштабов деятельности и доли на международных рынках, третий раздел – повышение эффективности, снижение себестоимости продукции и сроков протекания процессов.

На фоне традиционных, ежегодно устанавливаемых показателей, на 2018 год включен новый показатель «Вклад в ЕВITDA (Генерация электроэнергии)». Его целевое значение установлено на амбициозном уровне, достижение которого возможно за счет положительного влияния снижения себестоимости электроэнергии (мощности) и получения дополнительной выручки как за счет наращивания объема производства, так и за счет благоприятной конъюнктуры цен на рынке электроэнергии (мощности). В зоне ответственности финансово-экономического блока находится КПЭ «Удельные условно-постоянные затраты, руб./МВт».

Для оперативного мониторинга выполнения целевых ориентиров, своевременного выявления рисков, и принятия мер по решению проблем в приемной Генерального директора в составе информационного центра размещена инфопанель, на которой вся информация по КПЭ представлена в удобной и наглядной форме. При этом риски выполнения КПЭ визуализируются кружками разного цвета – зеленым цветом в графе «Прогноз» отмечены показатели, которые выполняются на целевом уровне или выше него, кружки желтого цвета означают, что КПЭ выполняется между нижним и целевым уровнем. Предусмотрены также кружки красного цвета, говорящие о том, что показатели КПЭ выполняются ниже целевого уровня. Актуализация данной инфопанели осуществляется на еженедельной основе.

### Неконтролируемые факторы

КПЭ мотивирует сотрудников фокусировать в течение года свои усилия на достижении приоритетных, значимых и конкретных результатов. Но любой, даже самый хороший план может провалиться при негативном воздействии неконтролируемых факторов. Поэтому необходимо постоянно следить за внешней средой и учитывать ее влияние.

Учет неконтролируемых факторов – это достаточно болезненная тема, возникающая из года в год, когда подводятся итоги выполнения КПЭ по филиалам Концерна и дочерним обществам. Неконтролируемые факторы – негативные обстоятельства, на которые атомные станции и организации в принципе повлиять не в состоянии, но которые могут ухудшить значения основных показателей директоров АЭС и ДО и «декомпозированных» их заместителям. Это, например, различные форс-мажорные обстоятельства, решения органов государственной власти и местного самоуправления, изменение курса валют и т.д.

Учет неконтролируемых факторов при подведении итогов по КПЭ является хорошей возможностью для руководителей на местах улучшить оценку исполнения показатели, но только в случае выполнения верхнеуровневого показателя Генерального директора дивизиона.

До 2015 года перечень неконтролируемых факторов для предприятий утверждала Госкорпорация «Росатом». Сейчас эта практика уже не используется – Госкорпорация утверждает в качестве неконтролируемых факторов только форс-мажорные обстоятельства, а полномочия по определению перечня неконтролируемых факторов приказом «Росатома» от 27.04.2015 г. делегированы бюджетным комитетам предприятий.

Финансово-экономическим блоком Концерна на основании предложений филиалов – АЭС и ДО готовится проект перечня неконтролируемых факторов на 2018 год для утверждения их на Бюджетном комитете. Основными принципами включения в перечень, как и в прошлом году, являются существенность, весомость факторов и их унифицированность для АЭС и ДО.

### Внутренние бенчмарки

Для настройки целеполагания в области обеспечения операционной эффективности в больших компаниях применяются «бенчмарки», поиск объективно лучших практик. Исторически одни атомные станции лучше продвинулись в каком-то одном направлении, другие – в другом, и, таким образом, у каждой из них есть что-то такое, что она делает лучше, чем остальные.

Концерн занимается оптимизацией затрат достаточно давно – в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.09.2008 №705 Концерну в рамках реализации программы развития атомного энергопромышленного комплекса было установлено задание на повышение эффективности путём снижения эксплуатационных затрат в удельном исчислении на 1 кВтч отпущенной электроэнергии на 2,5% ежегодно, с достижением в 2014 году уровня 80% от 2006 года в сопоставимых ценах и условиях. Задание было выполнено досрочно в 2013 году.

В 2014 году удельные условно-постоянные затраты на 1 кВтч (УУПЗ) были установлены в качестве КПЭ Генерального директора, а в 2015 году Госкорпорация «Росатом» установила амбициозную цель по снижению за 3 года УУПЗ в расчёте на мощность (тыс. руб./МВт) на 25% к уровню 2013 года. В 2016 году эта задача Концерном была перевыполнена – снижение составило 28%, а в 2017 году – уровень УУПЗ 2016 года удалось удержать.

Таким образом, традиционные методы экономии принесли существенный эффект, но практически достигли «насыщения». С учётом сохраняющейся в 2018-2019 годах актуальности задачи по оптимизации операционных затрат в условиях роста объёмов работ и появления новых вызовов в сфере информационной безопасности вопрос поиска новых решений, которые бы позволили выйти на новый качественный уровень операционной эффективности вышел на передний план.

В прошлом году было принято решение открыть проект, который так и называется – «Лучшие практики и внутренние бенчмарки». Была составлена анкета из восьми пунктов, которая распространена для заполнения на атомных станциях – с конкретными вопросами по подходам к реализации проекта.

По вопросу об организации проекта сотрудники АЭС абсолютным большинством проголосовали за выпуск приказа по Концерну. Из многообразия предложений по обмену данными между станциями были выбраны:

- организация единой электронной площадки для обмена информацией по статьям затрат;

- оперативный обмен информацией по электронной почте;
- проведение ежемесячных совещаний финансово-экономических блоков АЭС посредством видеоконференцсвязи и т.д.

Следующий вопрос анкеты касался роли Центрального аппарата Концерна в реализации проекта. Все станции сошлись во мнении, что эта роль должна быть «руководящей и направляющей» в плане организации всей работы, утверждения ответственных по филиалам и помощи всем АЭС в части получения необходимой информации, ее консолидации и получения доступа, а также получения методической помощи со стороны центров ответственности.

Достаточное единодушие царило в выборе драйверов, по которым будут анализироваться статьи затрат. Всего выбрано пять драйверов: тип реактора, структура мощности/количество энергоблоков, график ремонтов, регион расположения, срок эксплуатации энергоблока.

В результате детального обсуждения предложена следующая схема выполнения работ:

1. Департамент экономики и контроллинга размещает информацию о расходах по АЭС на портале (сметы расходов всех АЭС за анализируемый период);

2. АЭС самостоятельно рассылает всем запрос о необходимой ему для анализа статьи информации (форма запроса готовится АЭС с учетом специфики конкретной статьи расходов) по АЭС и департаментам Центрального аппарата (в части централизованных расходов);

3. АЭС производит сравнительный анализ расходов, при необходимости самостоятельно запрашивает у коллег необходимую дополнительную информацию;

4. АЭС готовит предложение по оптимизации/лучшим практикам расходов, согласовывает с АЭС;

5. АЭС направляет результаты анализа и предложения на экспертизу в соответствующий центр ответственности Центрального аппарата;

6. Центр ответственности проводит экспертизу и согласовывает либо дает замечания, предложения;

7. Согласованный с Центром ответственности вариант предложений АЭС направляет в Департамент экономики и контроллинга.

На этот внутренний бенчмарк можно ориентироваться, планируя детальную программу оптимизации расходов и самих операционных процессов в Концерне «Росэнергоатом».

### Автоматизация управленческого учёта: задачи 2018 года

В задачи 2017-2018 годов входит интеграция системы управления ресурсами SAP ERP и SAP BPC – решения, которое позволяет автоматизировать планирование и бюджетирование в Концерне. Основная задача реализации этого проекта – получение достоверной информации, без вмешательства человека, правильное отражение данных в бухгалтерском учете.

До этого времени ввод фактических данных в SAP BPC осуществлялся сотрудниками плановых отделов АЭС вручную, на основании данных, полученных из различных систем учета, что было сопряжено с множеством дополнительных проверок, при этом ошибки были исключены не полностью.

Тестирование системы автоматической передачи данных из SAP ERP в SAP BPC прошло на Ленинград-

ской АЭС. После этого система прошла обкатку на Балаковской, Нововоронежской, Ростовской АЭС и в Центральном аппарате Концерна. К настоящему времени началась промышленная эксплуатация решения по интеграции фактических данных в SAP BPC в части себестоимости на всех атомных станциях Концерна «Росэнергоатом».

Данное внедрение значительно повысит скорость сбора данных и позволит специалистам финансово-экономических служб филиалов больше уделять времени на анализ затрат и поиск резервов для их снижения.

## СИСТЕМА ЦЕЛЕПОЛАГАНИЯ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»: ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ

*Гущин А.В.*

*АО «Концерн «Росэнергоатом»*

**Устойчивый долгосрочный успех организации определяется не только поставленными перед ней целями, но и тем, насколько точно они сбалансированы между собой и корректно операционализированы. Стратегические Цели и ценности «Росатома» являются базовыми элементами производственной и корпоративной культуры АО «Концерн Росэнергоатом». Транслируя их на все уровни деятельности дивизиона они становятся критериями оценки правильности принятых управленческих решений.**

Высококонкурентное бизнес-окружение вынуждает организации искать пути повышения эффективности. Изменение технологий, конъюнктуры рынков, внешних условий хозяйственной деятельности заставляет адекватно реагировать на вызовы и кризисы. Это касается не только экономической составляющей хозяйственной деятельности, но и всей системы принятия решений. Необходимо совершенствовать способность оперативного реагирования и адаптации к непрерывно меняющимся условиям внешней бизнес-среды, глобальному рынку. А значит необходимо выстраивать внутри организации механизм, позволяющие организациям отрасли адекватно реагировать и достигать установленных целей, вырабатывать компенсирующие мероприятия на появляющиеся негативные факторы.

Система целеполагания АО «Концерн Росэнергоатом» охватывает все уровни деятельности организации, а также горизонты планирования и содержит следующие инструменты:

- Дерево целей;
- Приказ №1 (сводный план мероприятий по достижению целевых ориентиров);
- X-матрицы;
- карты КПЭ.

Для целей мониторинга, визуализации уровня достижения целей и задач, информирование о рисках или эскалации проблемы используется информационный центр Генерального директора.

В данной статье речь пойдет только о первом из перечисленных инструментах целеполагания – Дереве целей, ответственность за формирование которого возложена на финансово-экономическую службу АО «Концерн Росэнергоатом».

## Основные принципы декомпозиции и построения Древа целей

Дерево целей – структурированная, построенная по иерархическому принципу и отображенная в графическом виде совокупность декомпозированных целей и показателей, соответствующая экономической и организационной моделям предприятия, позволяющая определить взаимосвязи между целями на всех уровнях управления предприятия, показателями, измеряющими достижение этих целей и ответственностью за их достижение.

При формировании Древа целей рекомендуется придерживаться следующих принципов:

- Безусловный приоритет целей по безопасности (обеспечение безопасности является безусловной высшей приоритетной целью в атомной отрасли. Все цели, относящиеся к соблюдению требований безопасности, размещаются в структуре ДЦ на первом месте, демонстрируя ответственность за безопасность атомных станций на всех этапах их жизненного цикла и установление безусловного приоритета над другими целями и задачами, а поставленные цели и обязанности в области обеспечения безопасности декомпозируются на все организационные уровни атомной станции и организаций дивизиона «Электроэнергетический»);
- Продуктовая логика (при декомпозиции показателей выручки и затрат применяется разделение по продуктовому принципу);
- Математическая логика (показатель верхнего уровня получается путем математических операций с показателями более низкого уровня, кроме проектных, функциональных показателей и ключевых событий);
- Баланс натуральных и стоимостных показателей (декомпозиция стоимостных показателей доходит до уровня натуральных показателей, тем самым операционализируя стратегические цели, конкретизируя задачи для исполнителей);
- Полнота (декомпозируемые элементы отражают все сферы деятельности организации и являются взаимно исключающими и совместно исчерпывающими);
- Сбалансированность (показатели согласованы между собой, достижение одного показателя не исключает достижение других показателей).

При декомпозиции ответственности рекомендуется соблюдать следующие требования:

- Соответствие структуре управления. (структура Древа целей максимально соответствует системе управления предприятием (логике принятия управленческих решений) и текущему распределению полномочий);
- Одна цель – один ответственный (за каждую цель в Дереве целей рекомендуется назначить ответственным одного руководителя в соответствии с зоной полномочий. В случае наличия двух и более ответственных ответственность между ними рекомендуется декомпозировать на подцели и распределить однозначным образом путем переговоров в процессе стратегической сессии).

Выделяется два типа структуры Древа целей в зависимости от бизнес-роли, которую выполняет предприятие в рамках своей производственно-хозяйственной деятельности – Дерево целей Центра прибыли (ЦП) и Дерево целей Центра формирования себестоимости (ЦФС). В зависимости от того какую роль выполня-



ет организации ДЦ будет содержать соответствующие цели и показатели, наиболее релевантные бизнес-роли.

Центром прибыли является предприятие/филиал, бизнес-модель деятельности которой предполагает управление объемом и ценой реализации, а также себестоимостью реализации для достижения своих целей. В дивизионе «Электроэнергетический» такими организациями являются АО «Концерн Росэнергоатом», АО «Атомэнергосбыт», АО «Русатом-Сервис», АО «Атомтехэкспорт». Их основная задача — увеличение объемов реализации на внешних по отношению к отрасли рынках, соблюдая при этом целевую рентабельность, в том числе и за счет новых направлений бизнеса.

Центр формирования себестоимости – бизнес-модель, в которой хозяйствующий субъект (предприятие, филиал) управляет не объемом и ценой реализации, а управляет только себестоимостью для достижения своих производственных целей. В дивизионе «Электроэнергетический» это в первую очередь филиалы — действующие атомные станции. Также центрами формирования себестоимости являются организации, предоставляющие услуги сервисного характера — внутригрупповые сервисы, а именно АО «Атомэнергоремонт», АО «Атомтехэнерго», АО «ВНИИАЭС», АО «Консист-ОС», АО «ЗАЭС».

В соответствии с бизнес-ролью, которой наделена организация, она должна развивать те или иные компетенции, необходимые для достижения установленных целей. Под эти компетенции должна быть выстроена и система целеполагания с включением в ДЦ соответствующих целей и показателей.

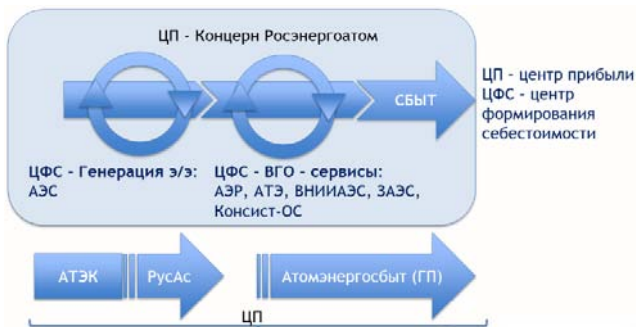


Рис. 1. Структура дивизиона «Электроэнергетический»

Для организаций, больше ориентированных на зарабатывание денег в Дереве целей делается акцент на выручку и объемные показатели, развитие новых направлений деятельности. Предприятия, которые ориентированы на операционную эффективность, будут делать акцент на оптимизацию процессов, сокращению сроков протекания процессов и снижение затрат на функцию.

Еще один важный аспект, о котором необходимо сказать: это новый подход к конструированию индикаторов оценки достижения целей. В соответствии с новыми требованиями из показателей-измерителей должны быть исключены все ВГО компоненты. ВГО-компонента — это составляющая показателя, которая участвует в его расчете в объеме внутриотраслевых операций — будь то финансовые расчеты между организациями или объемы продукции, поставляемой между отраслевыми предприятиями. Вопрос исключения ВГО-компоненты непростая задача, так как требует изменения алгоритмов расчета практически всех показателей.

## Организационные аспекты целеполагания

В соответствии с рекомендациями Госкорпорации «Росатом», ответственным лицом - «владельцем» Деревя целей как инструмента целеполагания является Заместитель Генерального директора — директор по экономике и финансам АО «Концерн Росэнергоатом». Администраторскую функцию формирования Деревя целей выполняет Департамент экономики и финансов — его задача заключается в организации процесса, в контроле соблюдения требований методологического характера, фиксации договоренностей по разграничению зон ответственности.

Дерево целей актуализируется не менее одного раза в год при формировании бизнес-плана предприятия на следующий год. Процесс актуализации завершается до начала процесса постановки КПЭ.

Внеочередная актуализация возможна при наступлении следующих событий:

- Возникла необходимость уточнения целей/показателей в области охраны труда и безопасности деятельности в рамках мониторинга целей в области безопасности;
- Произошли значимые изменения организационной структуры, касающиеся руководящего состава, либо перераспределение полномочий;
- Существенный пересмотр стратегии дивизиона/предприятия;
- Появление новых направлений деятельности, существенно влияющие на производственно-хозяйственную деятельность и финансово-экономическую модель, (запуск новых производств и продуктов, начало реализации новых инвестиционных проектов).

Инициатором внесения изменений в Дерево целей может выступать любой руководитель направления.

Если изменения касаются стратегии, ответственным за инициализацию процесса обновления Деревя целей является ЗГД — директор по стратегии, тарифам и инвестициям.

В случае изменений в организационной структуре предприятия ответственным за инициализацию процесса обновления Деревя целей является директор по персоналу предприятия.

За инициативу внесения изменений в области обеспечения безопасности деятельности дивизиона ответственен ЗГД — Генеральный инспектор.

Основной задачей по актуализации Деревя целей в 2018 году является акцент на приоритизации целей на выполнении требований безопасности. Это обусловлено с одной стороны отраслевой политикой, в соответствии с которой безопасность является абсолютным приоритетом деятельности всей атомной отрасли, с другой стороны рекомендациями международной корпоративной миссии ОСАРТ по приоритизации требований безопасности и систематическому мониторингу целей в области безопасности.

# РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРОЕКТА АС С ЭНЕРГОБЛОКОМ БНГТ-300 НА ПРЕДПРОЕКТНОЙ СТАДИИ

Будьлов Е.Г., Вербицкий А.Г., Тревгода М.М.  
АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

## Введение

Проведение оценок технико-экономических показателей (ТЭП) проекта или проектируемых изделий на всех стадиях проектирования соответствует требованиям ГОСТов на: техническое предложение, эскизный и технический проекты. Результаты таких оценок могут быть признаны новыми или инновационными только потому, что они относятся к новым/инновационным объектам техники или при этом использовались новые инструменты для исследования ТЭП предлагаемых образцов техники.

Целью настоящей работы в рамках оценки ТЭП является определение показателей коммерческой эффективности и конкурентоспособности проекта разработки, сооружения и эксплуатации одноблочной атомной станции (АС) с энергоблоком БНГТ300.

В процессе определения основных интегральных показателей эффективности проекта, выполняемых с соблюдением требований Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов [1] предполагается, также, определение и показателей конкурентоспособности АС как субъекта на рынке продуктов энергетики:

- эквивалентной себестоимости (СС) электроэнергии, включая, при необходимости, определение себестоимостей отдельных продуктов АС: электроэнергии, мощности и тепловой энергии теплофикационных параметров [2];
- эквивалентного справедливого отпускного тарифа (СОТ), включая, при необходимости, определение отпускных тарифов тех же продуктов [2].

СОТ является внутренне присущим свойством проекта, т. к. определяется на основе вариантовных (итерационных) вычислений относительного дисконтированного срока окупаемости (ОДСО) проекта в зависимости от относительного эквивалентного отпускного тарифа (ОЭОТ) на электроэнергию и соответствует точке, в которой первая производная функции  $ОДСО=f(ОЭОТ)$  равна «1» [3, 4].

Применение инструмента СОТ иллюстрируется на рис. 1, на котором оси X и Y имеют значения: ось X –  $ОЭОТ=ЭОТ/ЭОТНД$ , где ЭОТ – эквивалентный отпускной тариф на электроэнергию, а ЭОТНД – эквивалентный отпускной тариф нулевой доходности на электроэнергию; ось Y –  $ОДСО=ДСО_{ЭОТ}/ДСО_{ЭОТНД}$ , где  $ДСО_{ЭОТ}$  – дисконтированный срок окупаемости для текущего значения эквивалентного отпускного тарифа на электроэнергию,  $ДСО_{ЭОТНД}$  – дисконтированный срок окупаемости при эквивалентном отпускном тарифе нулевой доходности.

СОТ гарантировано обеспечивает положительную доходность проекта и паритетные отношения между производителем и покупателем продуктов АС, а также конкурентоспособность АС такой же или иной мощности, если СОТ конкурирующих проектов АС окажутся выше. Поэтому он является наиболее простым инструментом сравнения на всех стадиях разработки конкурирующих энергоблоков, включая энергоблоки различных мощностей.

Роль реакторов на быстрых нейтронах в устойчивом развитии ядерной энергетики известна. Применение быстрого натриевого реактора в сочетании с газотурбинным энергопреобразователем замкнутого контура и сложного термодинамического цикла (БНГТ-300) позволит перейти к промышленному производству основных блоков оборудования (реактор, теплообменник натрия – газ, упомянутый газотурбинный энергопреобразователь), обеспечить доставку блоков в полной заводской готовности к месту сооружения АС, в том числе, железнодорожным транспортом с его габаритными ограничениями.

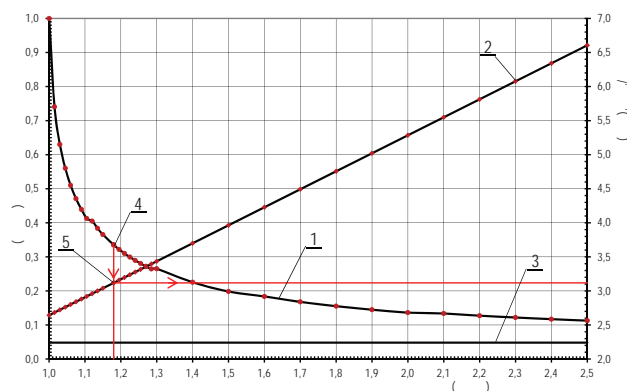


Рис. 1. Графики: 1 –  $ОДСО = f(ОЭОТ)$ ; 2 –  $ЭОТ = f(ОЭОТ)$ ; 3 – предельное значение функции  $ОДСО = f(ОЭОТ)$ ; 4 – точка, в которой первая производная функции  $ОДСО = f(ОЭОТ)$ ; 5 – значение эквивалентного СОТ = 3,12 руб./кВтч для наименьших капитальных затрат.

## История разработки энергоблока

Первые упоминания об энергоблоке БНГТ-300 в информационных источниках относятся к 2004 г. [5] в журнале «Тяжёлое машиностроение» и на Международной научно-практической конференции «Малая энергетика» [6, 7].

В 2005 г. на Международной научно-практической конференции «Малая энергетика» представлено предварительное сравнение концепций модульных АС малой и средней мощности, включая и АС с энергоблоком БНГТ-300 [8].

В 2006 г. информация о БНГТ-300 представлена в буклете отраслевого инновационного форума Росатома.

В 2007 г. опубликовано описание энергоблока БНГТ-300 в формате МАГАТЭ [9].

В 2007 г. выполнена дальнейшая проработка проекта АС с энергоблоком БНГТ-300 в кооперации организаций: «ГНЦ РФ-ФЭИ» – научный руководитель, «СПб «Атомэнергопроект» – генеральный проектировщик, «ОКБМ» – главный конструктор энергоблока, «Салют» – главный конструктор и изготовитель газотурбинного энергопреобразователя. Результаты указанной проработки в части схемного решения защищены евразийским патентом [10].

Предложенное схемное решение (быстрый натриевый реактор в сочетании с газотурбинным энергопреобразователем замкнутого контура и сложного термодинамического цикла) обеспечивает наибольшую электрическую мощность реакторного блока 300 МВт, допускаемого к перевозке железнодорожным транспортом по габаритным ограничениям.

Возможности энергоблока в части маневренности мощностью для отслеживания нагрузки в сети защищены патентом [11]. Указанный патент распространяется и на энергоблоки с тяжёлым жидкометаллическим теплоносителем и аналогичным газотурбинным энергопреобразователем, уровень теплонапряжённости активной зоны которых обеспечивает низкие амплитуды термокачек твэлов при манёврах мощностью.

И, наконец, в 2015 г. подготовлен проект технического задания (ТЗ) на научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую работу «Разработка проекта блочно-транспортного атомного энергоблока с быстрым натрийохлаждаемым реактором и газотурбинным преобразователем мощностью 300 МВт(э) для АС четвёртого поколения». В дополнение к техническому заданию подготовлен материал технической справки по оценке коммерческой эффективности и конкурентоспособности указанной АС, используемый в настоящем докладе.

## Цели

Как уже указывалось выше, целью исследования ТЭП одноблочной АС с энергоблоком БНГТ-300 является определение, как показателей коммерческой эффективности, так и показателей конкурентоспособности АС. Применение инструмента СОР в оценке коммерческой эффективности по умолчанию обеспечивает положительные значения NPV и приемлемые значения других основных интегральных показателей эффективности: IRR, PI, DPBP, RBP. Поэтому основной целью исследования является определение показателей конкурентоспособности: эквивалентных себестоимости электроэнергии и СОР, определяемых в процессе вариантных вычислений относительного дисконтированного срока окупаемости в зависимости от относительного эквивалентного отпускного тарифа на электроэнергию ( $ОДСО=f(ОЭОТ)$ ).

Другой целью исследования ТЭП одноблочной АС с энергоблоком БНГТ-300 является оценка влияния на перечисленные показатели конкурентоспособности размеров капитальных затрат, затрат на содержание персонала, стоимости активной зоны и других наиболее значимых статей структуры себестоимости, а также ставки дисконтирования. Однако, в связи с ограничением объёма представляемого материала предполагается рассмотреть только влияние капитальных затрат на указанные показатели.

## Подробности предлагаемого исследования

Оценка ТЭП АС с энергоблоком БНГТ-300 выполнена в постоянных ценах, т. к. прогнозные данные по инфляции на срок проекта 60 лет не могут быть достоверными.

При необходимости, в соответствии с методикой, изложенной в работе [12], может быть выполнена оценка допустимого уровня инфляции, до которого при её неизменном темпе по годам проект будет иметь положительную доходность, т. е.  $NPV \geq 0$ .

Расчёты выполнены в ценах 4 квартала 2014 г. Средний курс доллара США за указанный период – 47,4243 руб./\$.

## Энергоблок

Основные технико-экономические характеристики АС с энергоблоком БНГТ-300, представленные в таблице, приняты по результатам предварительных оценок, включённых в упомянутое выше ТЗ.

### Основные технико-экономические характеристики АС БНГТ-300

Тепловая мощность, МВт	840
Установленная электрическая мощность (брутто), МВт	304
Установленная электрическая мощность (нетто), МВт	300
Электрический к.п.д., %	36,2
Мощность теплофикационная в 1КГР (нетто):	
МВт	300
Гкал/ч	258
КИУМ, %	95
Годовая выработка электроэнергии, ГВтч	2 529,9
теплофикационной энергии, тыс. Гкал	2 175,3
Доля потребления мощности на собственные нужды, %	
электроэнергии	1,3
теплофикационной энергии	1,3
Годовой отпуск потребителям:	
электроэнергии, ГВтч	2 496,6
теплофикационной энергии, тыс. Гкал	2 146,7
Срок службы энергоблока, лет	60
Срок службы активной зоны, лет	5
Число загрузок активными зонами	12
Объём отпуска за 60 лет:	
электроэнергии, ГВтч	149 796,0
теплофикационной энергии, тыс. Гкал	128 801,4
Масса <sup>235</sup> U в активной зоне, кг	3 350
Масса обогащённой UO <sub>2</sub> в активной зоне, кг	19 000
Среднее обогащение ядерного топлива по <sup>235</sup> U, %	17,6

Оценка объёма рынка сбыта энергетического оборудования такой мощности может быть выполнена на основе, например, известного европейского норматива потребления энергии 4 toe/capita/year, что соответствует ~0,842 кВт(э)/чел. При указанной норме потребления электроэнергии только населением АС с энергоблоком БНГТ-300 обеспечит потребности ~356 тыс. чел. Если до половины мощности потребуют производства, то обеспечиваемая численность населения составит ~178 тыс. чел. В этом диапазоне численности населения в городах России имеется только 57 городов [13] (см. рис. 2). Регионов с такой численностью населения только 4 (см. рис. 3). Большая часть городов России ~69 % имеет численность населения от 10 до 100 тыс. чел. Более 100 тыс. чел. ~16 %, менее 10 тыс. чел. ~15 %.

Ядерные энергоблоки с газотурбинным энергопреобразователем работают только в когенерационном режиме (КГР). В 1 когенерационном режиме (1КГР) отпуск попутной тепловой энергии теплофикационных параметров производится без снижения установленной электрической мощности. В 1КГР полезное использование тепловой мощности ядерного энергоблока может достигать ~72 %.

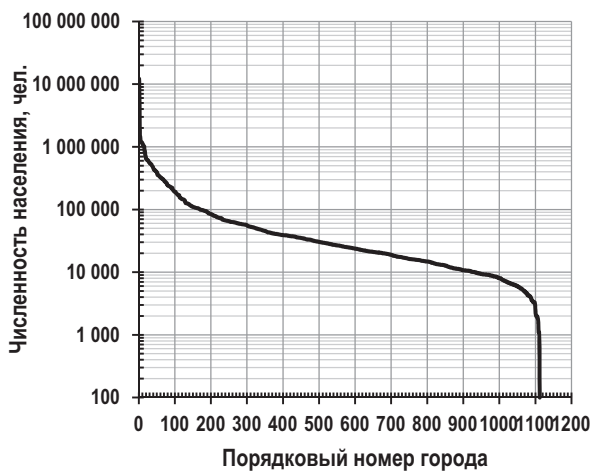


Рис. 2. Численность населения городов

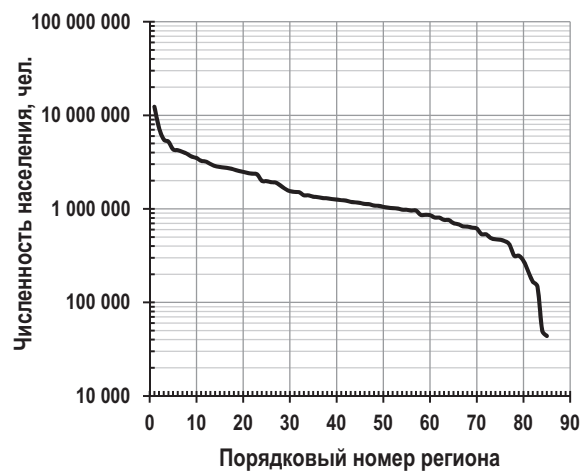


Рис. 3. Численность населения регионов

Во 2 когенерационном режиме (2КГР) – с некоторым снижением установленной электрической мощности за счёт снижения электрического к.п.д. с 36,2 % до ~30 %. При этом в 2КГР полезное использование тепловой мощности ядерного энергоблока может достигать ~92 %.

В 3 когенерационном режиме (3КГР) отпускается потребителю только высокопотенциальное тепло (до 500°C) с общим тепловым к.п.д. ~92 %.

Исходя из норматива потребления тепла теплофикационных параметров, например, для такого холодного региона России, как Республика Саха (Якутия) ~0,906 Гкал/чел. [14], можно определить реальную долю потребления тепла населением в границах объёма теплофикационной мощности 1КГР. Оказывается, что доля тепловой энергии теплофикационных параметров, реально потребляемой населением, составит ~15 % от предоставляемой АС с энергоблоком БНГТ-300 в 1КГР. Поэтому, вопреки мнению некоторых авторов, и для атомной энергетики важно иметь высокий к.п.д., чтобы уменьшить тепловое засорение окружающей среды.

Поскольку отопительный сезон на европейской части России обычно длится от 5 до 7 месяцев, ядерные энергоблоки с газотурбинным энергопреобразователем работают в комбинированном режиме, реализуя в летние месяцы, преимущественно, только электроэнергию, а в отопительный сезон реализуют и электроэнергию, и тепловую энергию теплофикационных параметров.

Применительно к настоящим оценкам эффективности проекта АС с энергоблоком БНГТ300 учитывается отпуск только попутной теплофикационной энергии в 1КГР, т. е. без снижения установленной электрической мощности. При этом доля тепловой энергии теплофикационных параметров в отопительный сезон составляет ~50 % от общего объёма энергии, отпускаемой потребителям.

В летние месяцы сбыт тепловой энергии если и возможен, то только в ограниченном объёме, поэтому в оценках эффективности условно принято, что попутное тепло 1КГР сбрасывается на градирню. При этом предполагается, что отопительный сезон длится 7 месяцев (с октября по апрель), поэтому в 1КГР АС работает в течение 5 088 часов, а остальные 3 672 часа работает в режиме отпуска только электроэнергии.

### Результаты оценки эффективности и конкурентоспособности

Ограничения на объём представляемого материала в настоящем исследовании заставляет отказаться от обсуждения и выбора исходных данных и перейти непосредственно к результатам исследования, причём в ограниченном объёме. Приведены только результаты исследования влияния капитальных затрат на показатели конкурентоспособности.

Для проекта одноблочной АС с энергоблоком БНГТ-300 выполнена оценка коммерческой эффективности и конкурентоспособности при 4-х вариантах капзатрат в диапазоне 2,4÷9,5 тыс. \$/кВт установленной электрической мощности. При этом стоимость активной зоны, годовые расходы на персонал, включая страховые начисления, показатели экономического окружения, ставка дисконтирования 8 % годовых, расходы на охрану труда, расходы на обращение с ОЯТ остаются неизменными для всех вариантов капзатрат.

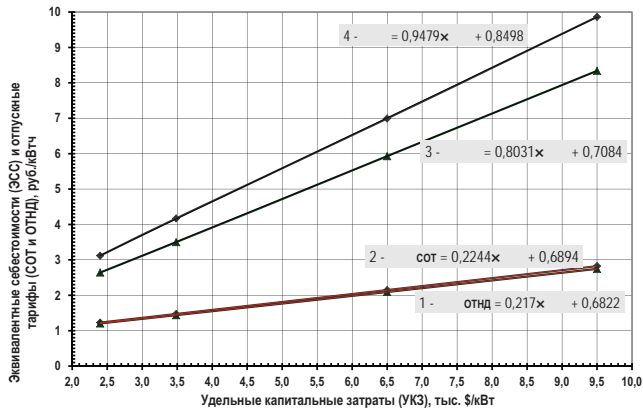
Рост капитальных затрат влечёт за собой рост таких статей себестоимости, как: амортизационные отчисления, расходы на ремонт и техническое обслуживание, на услуги сторонних организаций, а также всего прочих расходов ввиду специфики их вычислений пропорционально капзатратам. Рост отчислений в резервы на обеспечение безопасности обусловлен ростом эквивалентного СОТ, который растёт по мере роста капитальных затрат, обеспечивая положительные показатели эффективности вариантов проекта по капзатратам.

Результаты оценки показателей конкурентоспособности: эквивалентные СОТ, ОТНД, СС для 4-х вариантов удельных капитальных затрат (УКЗ) представлены на рис. 4.

Все представленные на рис. 4 показатели имеют линейную зависимость от удельных капитальных затрат. Формулы для определения их значений в диапазоне удельных капзатрат 2,4÷9,5 тыс. \$/кВт представлены на рис. 4.

Сроки окупаемости рассматриваемых 4 вариантов по капзатратам имеют значения в диапазоне ~21÷23 года с дисконтированием и ~12 лет без дисконтирования.

В указанном диапазоне капитальных затрат эквивалентная себестоимость, соответствующая СОТ, имеет значения в диапазоне 1,23÷2,82 руб./кВтч, эквивалентный отпускной тариф нулевой доходности – 2,64÷8,34 руб./кВтч, эквивалентный справедливый

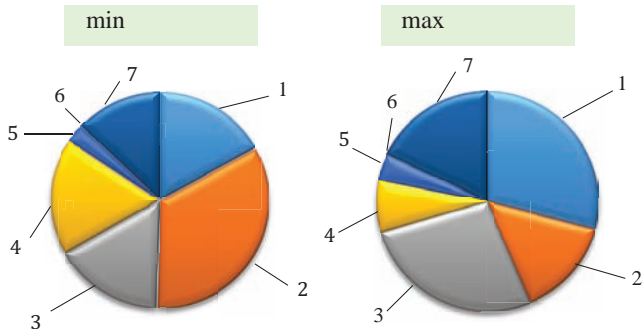


**Рис. 4.** Зависимости эквивалентных себестоимостей и отпускных тарифов от капитальных затрат: 1 – эквивалентная себестоимость при нулевой доходности проекта; 2 – эквивалентная себестоимость при СОТ; 3 – эквивалентный отпускной тариф нулевой доходности; 4 – эквивалентный справедливый отпускной тариф.

отпускной тариф –  $3,12 \div 9,86$  руб./кВтч. Значения указанных тарифов даны с НДС.

Разность между текущими эквивалентными значениями СОТ и СС, увеличивающаяся с ростом удельных капитальных затрат пропорциональна валовой прибыли, необходимой для обеспечения приемлемых интегральных показателей эффективности и указанных сроков окупаемости.

Структура эквивалентной себестоимости одноблочной АС с энергоблоком БНГТ-300 для крайних значений удельных капзатрат имеет вид, представленный на рис. 5.



**Рис. 5.** Расходы: 1 – амортизационные отчисления; 2 – расходы на топливо; 3 – обслуживание и ремонты; 4 – расходы на персонал; 5 – прочие расходы; 6 – налоги; 7 – отчисления в резервы.

При неизменных абсолютных значениях расходов на топливо, персонал и налоги рост капитальных затрат увеличивает амортизационные отчисления (сектор 1). Расходы на техническое обслуживание и ремонт (сектор 3), а также прочие расходы (сектор 5) увеличиваются вследствие специфики их оценки пропорционально капитальным затратам.

Рост отчислений в резервы (сектор 7) по мере роста капитальных затрат определяется спецификой их вычисления пропорционально выручке или эквивалентному СОТ, рост которого с ростом капзатрат обеспечивает положительную доходность и конкурентоспособность АС.

Как известно, на Российском оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) принято выделять ценовые и неценовые зоны [15]. Существуют две ценовые зоны, на карте (рис. 6) они отмечены цифрами 1 и 2.



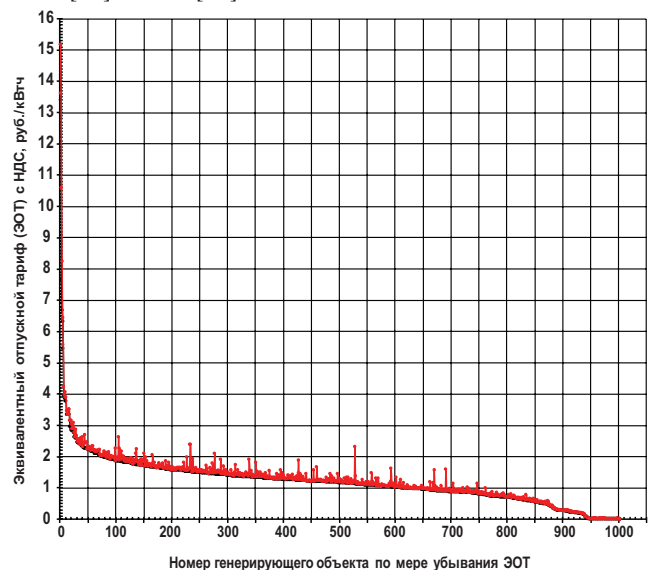
**Рис. 6.** Ценовые и неценовые зоны ОРЭМ на территории РФ

Первая ценовая зона – это территория Европейской части России и Урала. Вторая ценовая зона – это Сибирь. К неценовым зонам относятся территории, отмеченные цифрами 3, 4 и 5. В ценовых зонах имеются территории, для которых устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков. На этих территориях и в неценовых зонах применяются регулируемые тарифы.

Наряду с территориальным регулированием отпускных тарифов на электроэнергию и мощность Федеральная антимонопольная служба (ФАС) Российской Федерации устанавливает также указанные тарифы для отдельных категорий генерирующих объектов (ГО):

- новых атомных станций и гидроэлектростанций;
- при введении для них государственного регулирования в условиях ограничения или отсутствия конкуренции;
- осуществляющих поставки электроэнергии и мощности в вынужденном режиме, в целях обеспечения надёжного электроснабжения потребителей;
- осуществляющих экспорт или импорт электроэнергии и мощности в электроэнергетические системы иностранных государств.

На рис. 7, 8 и 9 показаны графики значений эквивалентных отпускных (поставочных) тарифов ( $T_{ЭО}$ ) генерирующих объектов, оцененные по формуле  $T_{ЭО} = T_{Э} + (12/8760) \times T_{М}$  на основе отпускных тарифов на электроэнергию ( $T_{Э}$ ) и мощность ( $T_{М}$ ), установленных ФАС России на 1 и 2 полугодие для всех категорий генерирующих объектов, соответственно на 2016 [16], 2017 [17] и 2018 [18] годы.



**Рис. 7.** График значений ЭОТ в 2016 г.

## Выводы

Предложенное схемное решение энергоблока БНГТ-300 имеет следующие преимущества:

- в условиях ограничения габаритов при транспортировании блоков оборудования в заводской готовности по железной дороге обеспечивается наибольшая электрическая мощность 300 МВт;
- отсутствие промежуточного натриевого контура уменьшает как габариты оборудования энергоблока, так и его металлоёмкость и, следовательно, его стоимость;
- отсутствуют капитальные затраты на технологию водоподготовки для 2 контура энергоблока;
- относительно низкая энергонапряжённость активной зоны обеспечивает как 5 летний срок её эксплуатации с набором выгорания до 10 % по  $^{235}\text{U}$ , так и возможность манёвра мощностью без снижения к.п.д, что обеспечивается применением указанного типа энергопреобразователя.

Энергоблоки БНГТ-300 в большей степени подходят для энергетики большой мощности в составе, например, 4 блочной АС. Снижение электрической мощности единичного энергоблока, например, до 50 МВт в составе 4 блочной АС позволит увеличить срок службы активной зоны до 20 лет, отказаться от её принудительного охлаждения в пользу естественной циркуляции, обеспечить бесперебойность энергоснабжения и расширить рынок сбыта.

Представлены результаты параметрических исследований технико-экономических показателей АС с энергоблоком БНГТ-300, включающие оценку коммерческой эффективности и конкурентоспособности АС в диапазоне удельных капитальных затрат на сооружение от 2,4 до 9,5 тыс. \$/кВт установленной электрической мощности. Оценки выполнены для 4 вариантов значений удельных капитальных затрат: указанных крайних значений диапазона и 2 промежуточных: 3,5 и 6,5 тыс. \$/кВт.

Показано, что в указанном диапазоне значений удельных капитальных затрат эквивалентные отпускные тарифы и себестоимости электроэнергии имеют линейную зависимость от удельных капитальных затрат и могут быть определены по следующим формулам:

$\text{СОТ} = 0,9479 \times \text{УКЗ} + 0,8498$  – справедливый отпускной тариф,

$\text{ОТНД} = 0,8031 \times \text{УКЗ} + 0,7084$  – отпускной тариф нулевой доходности,

$\text{ЭСС}_{\text{СОТ}} = 0,2244 \times \text{УКЗ} + 0,6894$  – эквивалентная себестоимость при СОТ,

$\text{ЭСС}_{\text{ОТНД}} = 0,217 \times \text{УКЗ} + 0,6822$  – эквивалентная себестоимость при ОТНД.

В указанном диапазоне капитальных затрат эквивалентная себестоимость при СОТ имеет значения  $1,23 \div 2,82$  руб./кВтч, а эквивалентные СОТ и ОТНД соответственно  $3,12 \div 9,86$  и  $2,64 \div 8,34$  руб./кВтч.

Сроки окупаемости проекта в указанном диапазоне капитальных затрат имеют значения в диапазоне  $\sim 21 \div 23$  года с дисконтированием и  $\sim 12$  лет без дисконтирования при сроке полезного использования основного оборудования 60 лет.

Результаты оценки коммерческой эффективности и конкурентоспособности относительно эквивалентных отпускных тарифов с НДС, оцененных по установленным ФАС на 2016–2018 годы отпускным тарифам на электроэнергию и мощность генерирующих объ-

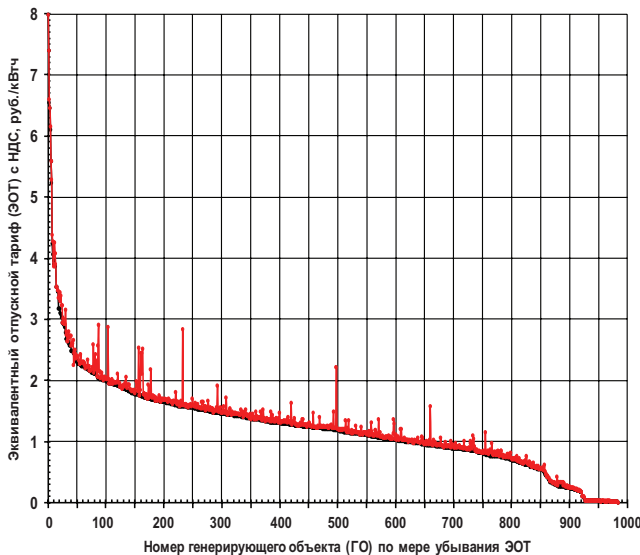


Рис. 8. График значений ЭОТ в 2017 г.

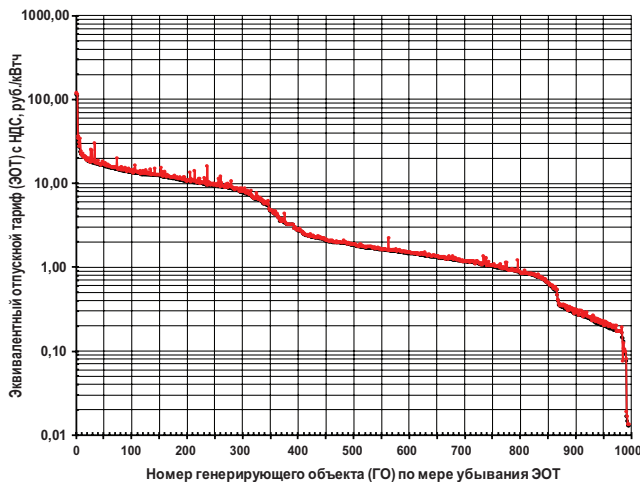


Рис. 9. График значений ЭОТ в 2018 г.

Представленные результаты оценок позволяют отметить, что в 2016 году 17 генерирующих объектов поставляли электроэнергию по эквивалентным отпускным тарифам от 3 до 16 руб./кВтч, в 2017 году 25 генерирующих объектов поставляли электроэнергию по эквивалентным отпускным тарифам от 3 до 8 руб./кВтч, а в 2018 году уже 392 генерирующих объекта поставляют электроэнергию по эквивалентным отпускным тарифам от 3 до 120 руб./кВтч, в то время как АС с энергоблоком БНГТ-300 имеет значения эквивалентного СОТ  $3,12 \div 9,86$  руб./кВтч во всём исследуемом диапазоне удельных капитальных затрат от 2,4 до 9,5 тыс. \$/кВт установленной электрической мощности.

Это свидетельствует о возрастании субсидирования энергетической отрасли, поскольку она имеет большое социальное значение как в нашей стране, так и во всём мире.

Примером субсидирования за рубежом может служить Великобритания, правительство которой 21.10.2013 г. заключило соглашение с компанией EDF по строительству двух блоков с реакторами EPR на площадке Hinckley Point.

В рамках этого соглашения правительство Великобритании гарантирует выкуп электроэнергии от блоков в течение 35 лет по цене до 92,5 £/МВтч (150 \$/МВтч или 15 ¢/кВтч), «что более чем вдвое превышает текущие тарифы» [19].

ектов, показывают, что одноблочная АС с энергоблоком БНГТ-300 могла бы конкурировать в 2016 и 2018 годах соответственно с 17 и 392 генерирующими объектами во всём исследованном диапазоне капитальных затрат, а в 2017 году с 25 генерирующими объектами, если удельные капитальные затраты на её сооружение не превысят 7,543 тыс. \$/кВт установленной электрической мощности.

Применительно к зарубежному рынку энергетического оборудования БНГТ-300 может составить конкуренцию энергоблокам EPR на площадке Hinckley Point, если удельные капитальные затраты на её сооружение не превысят 6,6 тыс. \$/кВт установленной электрической мощности.

### Список литературы

1. Официальное издание, вторая редакция. Методические рекомендации по оценке эффективности инновационных проектов. Москва: Экономика, 2000.
2. Будылов Е. Г. Методика расчёта себестоимостей и отпускных тарифов на продукты энергетики с позиций энергетического баланса. Препринт ФЭИ-3218. Обнинск, Калужская обл., Россия: АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», 2012 г.
3. Будылов Е. Г., Ошейко Ю. В. и Тревгода М. М. К определению справедливого отпускного тарифа. Москва: ОАО «Малая энергетика», 2005. Материалы МНПК «Малая энергетика-2005». стр. 201-207.
4. Будылов Е. Г., Ошейко Ю. В. и Тревгода М. М. Справедливый отпускной тариф – инструмент сравнения и обеспечения конкурентоспособности энерготехнологий. Москва : ОАО «Малая энергетика», 2006. Материалы МНПК «Малая энергетика-2006». стр. 311-318.
5. Будылов Е. Г. и др. О некоторых условиях коммерциализации проектов атомной энергетики на примере АТЭС БНГТ-300/100. Москва: б.н., Декабрь 2004 г., Ежемесячный журнал «Тяжёлое машиностроение».
6. Будылов Е. Г., и др. Блочно-транспортная атомная теплоэлектростанция с быстрым натрийохлаждаемым реактором и газотурбинным энергопреобразователем мощностью 300 МВт (э) и 100 МВт для теплофикации. Особенности и конкурентные преимущества. Москва: ОАО «Малая энергетика», 2004. Материалы МНПК «Малая энергетика-2004». стр. 156-158.
7. Будылов Е. Г., Ошейко Ю. В. и Тревгода М. М. О некоторых условиях коммерциализации проектов атомной энергетики и экономической целесообразности сооружения АЭС очень малой мощности на примере проекта АТЭС БНГТ-300/100. Москва: ОАО «Малая энергетика», 2004. Труды МНПК «Малая энергетика-2004». стр. 174-176.
8. Будылов Е. Г., Ошейко Ю. В. и Тревгода М. М. Предварительное сравнение концепций модульных АС малой и средней мощности. Москва: ОАО «Малая энергетика», 2005. Материалы МНПК «Малая энергетика-2005». стр. 163-173.
9. АО «ГНЦ РФ-ФЭИ». TRANSPORTABLE MODULAR SODIUM COOLED REACTOR WITH GAS-TURBINE GENERATOR (BN GT-300). IAEA-TECDOC-1536 “Status of Small Reactor Designs Without On-Site Refuelling”. Vienna, Austria : IAEA, 2007 г. стр. 504-508.
10. Тревгода М. М., и др., Энергоблок атомной электростанции и способ его эксплуатации. Патент № 010962 Россия, 28 ноябрь 2007 г.
11. Тревгода М. М., Будылов Е. Г. и Ошейко Ю. В. Ядерный энергоблок и способ маневра его мощностью. Патент № 2502143 Россия, 5 март, 2012.
12. Будылов Е. Г. Критерий нулевой доходности в оценках эффективности инновационных проектов. Препринт ФЭИ-3163. Обнинск, Калужская обл., Россия : АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», 2009 г.
13. Численность постоянного населения городов и регионов России на 01.01.2016. Вэб-сайт Народная энциклопедия городов и регионов России «Мой город». [http://www.mojgorod.ru/cities/pop2016\\_3.html](http://www.mojgorod.ru/cities/pop2016_3.html).

14. Правительство Республики Саха (Якутия). Постановление от 13.10.2012 г. № 446 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг». Вэб-сайт Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. <http://docs.cntd.ru/document/460157984>.

15. Энерго консультант. Оптовый рынок электроэнергетики и мощности. Вэб-сайт Энерго консультант, интернет-портал потребителей электроэнергии. [http://www.energo-consultant.ru/sovets/yuridicheskim\\_licam/voprosi\\_energostonabgeniya/Chto\\_takoe\\_optovii\\_rinok\\_elektroenerгии](http://www.energo-consultant.ru/sovets/yuridicheskim_licam/voprosi_energostonabgeniya/Chto_takoe_optovii_rinok_elektroenerгии).

16. Приказы ФАС России об утверждении цен (тарифов) на электроэнергию и мощность на 2016 год: от 27.11.15 № 1177/15, от 30.11.15 № 1185/15, от 18.12.15 № 1264/15, от 22.12.15 № 1295/15, от 29.12.15 № 1326/15, от 28.12.15 № 1337/15, от 29.12.15 № 1357/15.

17. Приказы ФАС России об утверждении цен (тарифов) на электроэнергию и мощность на 2017 год: от 06.06.16 № 719/16, от 08.12.16 № 1736/16, от 23.06.16 № 1838/16, от 23.12.16 № 1839/16, от 26.12.16 № 1871/16, от 26.12.16 № 1873/16, от 26.12.16 № 1881/16.

18. Приказы ФАС России об утверждении цен (тарифов) на электроэнергию и мощность на 2018 год: от 30.11.17 № 1614/17, от 30.11.17 № 1615/17, от 18.12.17 № 1721/17, от 19.12.17 № 1729/17, от 22.12.17 № 1759/17, от 26.12.17 № 1787/17, от 26.12.17 № 1788/17, от 27.12.17 № 1797/17.

19. AtomInfo.ru. Сделка с EDF по строительству нового блока британской АЭС «Hinkley Point» заключена. Вэб-сайт Российское атомное сообщество. <http://www.atomic-energy.ru/news/2013/10/22/44565>.

---

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОБЛОКА АСММ НА БАЗЕ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ШЕЛЬФ

---

*Молоканов Н.А.*

*АО «НИКИЭТ», НИЯУ МИФИ, Москва*

*Гольцов А.Е.*

*АО «НИКИЭТ», Москва*

### Введение

Интерес к коммерческой малой атомной энергетике в России в основном обусловлен потребностью в освоении отдаленных регионов в зоне децентрализованного энергоснабжения. Энергетика таких районов базируется преимущественно на дорогостоящем дальнепригодном топливе. Высокие затраты на энергоснабжение приводят к ежегодным многомиллиардным тратам средств федерального и региональных бюджетов, сдерживают социально-экономическое развитие.

В мире имеется тенденция роста объемов ввода объектов распределенной энергогенерации, основанных на источниках малой мощности. В странах ЕС распределенная генерация составляет в среднем около 10% от общего объема производства электроэнергии. В США эксплуатируется около 12 млн установок малой распределенной генерации (единичной мощностью до 60 МВт) общей установленной мощностью свыше 220 ГВт, а темпы прироста составляют порядка 5 ГВт в год [1].

В представленной работе приведены результаты технико-экономического анализа показателей атомной станции малой мощности (АСММ) на базе реакторной установки (РУ) ШЕЛЬФ разработки АО «НИКИЭТ».

АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ относится к атомным энергоустановкам малого и «сверхмалого» диапазона

мощностей. Установленная единичная электрическая мощность энергоблока с РУ ШЕЛЬФ составляет 6,6 МВт (э).

### Работы АО «НИКИЭТ» в области АСММ

В АО «НИКИЭТ» проводится большая работа по проектированию ядерных энергетических установок малой мощности. Разработки предприятия представлены широкой линейкой атомных станций малой мощности, покрывающей диапазон генерирующих мощностей от сотен киловатт до сотен мегаватт (рис. 1). Разрабатываемые институтом реакторные установки ШЕЛЬФ, ВИТЯЗЬ, АТГОР, УНИТЕРМ, КАРАТ, НИКА, ВК, БРЕСТ в различных конфигурациях и компоновках позволяют эффективно удовлетворить разнообразные требования заказчиков по энергообеспечению [2].



Рис. 1. Линейка атомных станций малой мощности разработок АО «НИКИЭТ»

Наряду с первоочередными вопросами надежности и безопасности большое внимание уделяется экономическим показателям разрабатываемых объектов использования атомной энергии (ОИАЭ) и обеспечению их конкурентоспособности. Современный этап, начиная с 2014 г., характеризуется внедрением в проведение экономических оценок и исследований стоимостно-ориентированных подходов, методов стоимостного инжиниринга и комплексного управления стоимостью (Total Cost Management, TCM).

### Применение АСММ на текущем этапе

Становление атомной отрасли закономерно происходило с освоения малых мощностей. На протяжении более полувекового опыта были предложены и реализованы проекты атомных источников малой мощности, нашедшие широкое применение в различных областях и сферах жизнедеятельности общества.

Энергоисточники данного типа вносят вклад в укрепление обороноспособности страны, обеспечивают судоходство в арктических широтах, решают задачи в области медицины, служат для проведения исследований в области физики, химии, биологии, позволяют производить испытания материалов и нарабатывать изотопы. Они способны обеспечивать решение задач в космическом пространстве, выполнять свои функции в стационарном и транспортабельном вариантах на суше, под водой, под землей, позволяют реализовать преимущества различных видов теплоносителя, компоновок оборудования, конструкционных материалов.

В настоящее время представление об экономической эффективности АСММ выходит на новый уровень. Опыт строительства плавучей атомной теплоэлектростанции, головного универсального атомного ледокола

«Арктика» и серийных «Сибирь», «Урал» позволяет получить и проанализировать данные о требуемых капиталовложениях и затратах на эксплуатацию.

### Описание АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

Использование наработок АО «НИКИЭТ» по транспортным энергетическим установкам за период 1970–1990 гг. позволило выполнить проектные проработки по АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ на новом техническом уровне. С 2017 г. выполняются работы по выпуску отдельных материалов технического проекта энергоблока с РУ ШЕЛЬФ наземного варианта размещения, единичной электрической мощностью 6,6 МВт.

Реакторная установка ШЕЛЬФ имеет подтвержденную референтность.

АСММ с РУ ШЕЛЬФ предназначена для использования в качестве источника электроснабжения объектов в удаленных и труднодоступных регионах, в том числе, расположенных на морском шельфе, включая районы Арктического побережья.

Базовый режим работы атомной станции – работа на мощности в диапазоне от 20 до 100 % от номинальной с обеспечением суточного и годового изменения потребляемой мощности.

Концепцией предусмотрена поставка всего оборудования АСММ в виде единых функционально проверенных блоков (контейнеров) с высоким качеством изготовления на специализированных машиностроительных предприятиях.

Перегрузка топлива, замена исчерпавшего ресурс оборудования, а также утилизация оборудования по окончании срока службы выполняется на специализированном предприятии. Принятый подход позволяет существенно снизить требования к площадке размещения АСММ, сократить сроки строительно-монтажных работ и исключить широкий спектр ядерно-опасных работ на месте эксплуатации. Основные технические характеристики энергоблока представлены в табл. 1.

Таблица 1. Технические характеристики энергоблока

Параметр	Значение
Срок службы, лет, не менее	60
Тепловая мощность, МВт	28,4
Время обеспечения автономности работы РУ при полном обесточивании, ч, не менее	72
Кампания активной зоны, ч	40000
Время работы до ППР, ч	8400

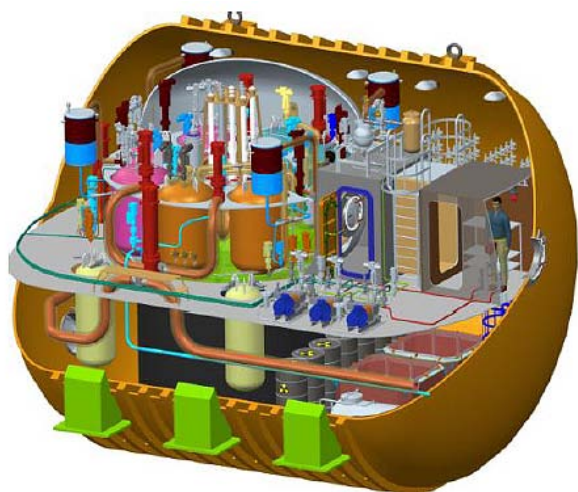
Оборудование РУ ШЕЛЬФ компактно размещено в плотно-прочном корпусе – защитной оболочке – оборудованном необходимыми вспомогательными системами в обеспечение автономной и безопасной эксплуатации (рис. 2).

В составе РУ применен реактор интегрального типа. Это обеспечивает компактность оборудования и сред, имеющих естественную или наведенную радиоактивность, и повышает надежность установки за счет сокращения коммуникаций, находящихся под давлением теплоносителя первого контура.

В РУ использованы материалы, параметры и характеристики сред, широко применяемые в российском и мировом реакторостроении.

РУ ШЕЛЬФ предназначена для работы в составе наземной АСММ, в состав которой помимо РУ входит турбо-генераторная установка (ТГУ), оборудование системы автоматизированного управления, контроля





**Рис. 2.** Унифицированная реакторная установка ШЕЛЬФ в защитной оболочке

и защиты технических средств, включая аппаратуру регулирования, управления и контроля выдаваемой электроэнергии, оборудование вспомогательных систем и другое оборудование.

### Методы экономических оценок по АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

При выполнении экономических расчетов по проекту АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ учитывались современные требования нормативной документации Госкорпорации «Росатом», федеральных министерств Российской Федерации в области закупок, ценообразования и расчета экономической эффективности проектов [3-9].

Затраты на разработку документации и проведение комплекса НИОКР в зоне ответственности АО «НИКИЭТ» определены консервативно, в соответствии с [10, 11].

Оценка стоимости реакторной установки ШЕЛЬФ с защитной оболочкой произведена по широкой номенклатуре оборудования, включающей более 100 позиций. По оборудованию, общая стоимость которого составляет 80 % затрат, оценка выполнена затратным (ресурсным) методом, как наиболее точным, с учетом экономических показателей действующих производств предприятий группы компаний АО «Атомэнергомаш». По остальному оборудованию (20 % затрат) оценки выполнены методом аналогов с учетом характеристик схожего оборудования.

Затраты на турбогенераторную установку определены по технико-коммерческому предложению ОАО «Калужский турбинный завод».

Оценка стоимости автоматизированной системы управления технологическими процессами выполнена специалистами отделения систем автоматизации АО «НИКИЭТ» на основе опыта комплектных поставок АСУ ТП для ОИАЭ.

В оценках затрат учтены такие объекты, как биологическая защита, защитная оболочка, конденсатор воздушный, ангар для энергоблока, комплекс системы физической защиты.

Затраты на проведение монтажных, пусконаладочных и проектных работ определены по нормативам сборника цен [12], данным специализированных организаций и исходя из сложившейся практики для ОИАЭ.

В соответствии с методическими указаниями Госкорпорации «Росатом», учитывающими подходы Международной ассоциации развития стоимостного инжиниринга, для оценки погрешности расчета заданы границы от минус 15 % до плюс 20 %, как для новых АЭС, у которых существуют объекты-аналоги [13, 14].

Расчет эксплуатационных затрат энергоблока АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ произведен в соответствии со структурой и нормативами затрат действующих энергоблоков АЭС АО «Концерн «Росэнергоатом».

Расчет затрат на ядерное топливо выполнен на основе данных по аналогам с учетом характеристик ядерного топлива, а также с учетом данных о стоимости переделов ядерного топливного цикла из открытых источников по среднегодовым ценам.

Затраты на обращение с ОЯТ приняты на основании норматива для АЭС России.

Расчет затрат на заработную плату персонала АСММ выполнен с учетом северных надбавок и районного коэффициента для Крайнего Севера.

Для расчета амортизационных отчислений применен линейный метод.

В прочих расходах учтены работы и услуги производственного характера, сырье и материалы, ремонт и техобслуживание, услуги по охране и логистические расходы.

Учтены отчисления в резервы по нормативам, установленным в процентах от выручки: резерв на обеспечение ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности, резерв на обеспечение физической защиты, учёта и контроля ядерных материалов, резерв для финансирования затрат по захоронению РАО, резерв на обеспечение вывода из эксплуатации. Резерв на обеспечение вывода из эксплуатации носит целевой накопительный характер. Накопленные средства идут на финансирование работ по выводу объекта из эксплуатации по окончании его жизненного цикла.

Налоговые отчисления учтены в соответствии с законодательством РФ.

### Оценка капитальных затрат по АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

Результаты проведенной оценки стоимости и сроков реализации проекта АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ приведены в табл. 2 для головного энергоблока.

Серийное изготовление, размещение АСММ на освоенной площадке, рост числа энергоблоков на площадке приведут к сокращению капитальных затрат и себестоимости вырабатываемой энергии за счет исключения или снижения затрат, связанных с проведением НИОКР, изготовлением опытных образцов, стендовыми испытаниями и отработкой, проектными работами, освоением производства, изготовлением оснастки, созданием общеплощадочной инфраструктуры.

Структура капитальных затрат для головного и серийного энергоблоков АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ приведена на рис. 3.

Изготовление оборудования энергоблока с РУ ШЕЛЬФ, сборка и испытание в заводских условиях и поставка на площадку «под ключ» будет способствовать минимизации затрат на площадке строительства, снижению рисков и сокращению сроков реализации проекта, а также улучшению контроля на всех этапах.

Размещение АСММ в непосредственной близости от потребителя на освоенной площадке позволяет исполь-

Таблица 2. Оценка стоимости и сроков реализации проекта АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

Номер строки	Параметр	Головной энергоблок АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ, млн р. (без НДС, в ценах 2016 г.)						
		1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	Итого
1	НИОКР	600	550	100	-	-	-	1250
1.1	Реакторная установка	250	200	50	-	-	-	500
1.2	Система преобразования	100	100	20	-	-	-	220
1.3	Основные системы и оборудование	200	200	20	-	-	-	420
1.4	Вспомогательные системы и оборудование	50	50	10	-	-	-	110
2	Капитальные вложения	-	-	1600	1700	2130	1300	6730
3	Проектная документация	200	220	20	20	20	20	500
4	Прочее (в т.ч. первая топливная загрузка)	120	150	150	80	80	780	1360
5	Итого	920	920	1870	1800	2230	2100	9840

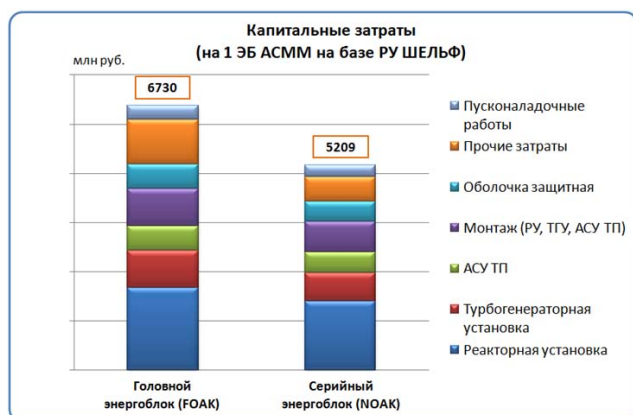


Рис. 3. Структура капитальных затрат АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

зывать действующую инфраструктуру и исключить или минимизировать затраты на вспомогательные здания и сооружения.

### Оценка эксплуатационных затрат по АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

Результаты расчетов и структура ежегодных эксплуатационных затрат головного и серийного энергоблоков АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ приведены на рис. 4. Расчеты представлены без учета возможности снижения



Рис. 4. Структура эксплуатационных затрат энергоблока АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

эксплуатационных затрат при размещении нескольких энергоблоков на одной площадке.

В структуре эксплуатационных затрат наибольший вес имеют затраты на топливо с учетом обращения с ОЯТ и РАО и амортизационные отчисления. Далее следуют услуги по охране и отчисления в резервы, затем выплаты по налогу на имущество, затраты на персонал и логистические расходы. Замыкают список в порядке убывания затраты на ремонт, сырье и материалы, работы и услуги производственного характера.

Рассмотренный вариант размещения АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ в удаленной территориальной зоне Арктики обуславливает значительные расходы на обеспечение военизированной охраны и логистику.

### Экономическая эффективность проекта

Построение финансовой модели инвестиционного проекта АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ выполнено на основе метода условного выделения, согласно которому проект рассматривается обособленно, как отдельное юридическое лицо со своими активами и пассивами, выручкой и затратами, а в расчетах учитываются только денежные потоки, порождаемые данным проектом.

Показатели экономической эффективности проекта АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ для головного и серийного энергоблоков в ценах 2016 г. при ставке дисконтирования (реальной) 5 % приведены в табл. 3.

Принятые в расчетах по АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ отчисления в резервы, налог на имущество, услуги охраны являются специфическими и характеризуют российскую практику учета. При проведении технико-экономического анализа возникают трудности корректного сравнения по показателю удельной дисконтированной стоимости электроэнергии LCOE с зарубежными проектами АСММ, по которым отсутствуют четкие указания о структуре и учтенных эксплуатационных затратах.

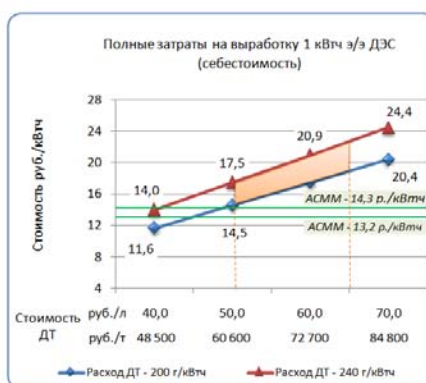
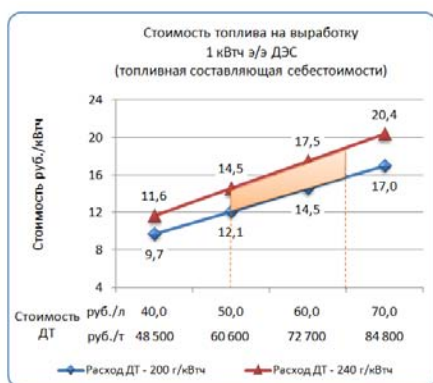
Для целей сравнения показателей АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ с другими объектами энергогенерации, в том числе зарубежными, формула расчета LCOE модифицирована путем исключения специфических статей затрат. В результате получены два значения: «LCOER» (расчет по методике для российских АЭС [15]) и «LCOEZ» (расчет по методике для АЭС сооружаемых за рубежом [16]).

**Таблица 3.** Экономические показатели АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ

Наименование	АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ	
	Головной энергоблок	Серийный энергоблок
<b>Условия расчета</b>		
Мощность (э), МВт	6,6	6,6
Площадка размещения	Арктика	Арктика
Срок эксплуатации, г.	60	60
Ставка дисконтирования (реальная), %	5,0	5,0
<b>Оценка капитальных затрат</b>		
Капиталовложения, млн р.	6730	5209
<b>Оценка эксплуатационных затрат</b>		
Эксплуатационные затраты, млн р./год	540	494
Себестоимость, р./(кВт·ч)	14,3	13,2
<b>Простые показатели эффективности</b>		
Простой срок окупаемости, г.	13	11
В том числе с момента ввода в эксплуатацию, г.	10	8
Чистый доход за срок проекта, млн р.	38020	40050
<b>Дисконтированные показатели эффективности</b>		
Дисконтированный срок окупаемости, г.	18	14
В том числе с момента ввода в эксплуатацию, г.	15	11
Чистый дисконтированный доход, млн р.	4510	5850
Индекс доходности дисконтированных инвестиций, ед.	1,7	2,5
Внутренняя норма доходности, %	9,3	12,0
LCOER, р./(кВт·ч)	22,2	19,2
LCOEZ, р./(кВт·ч)	15,6	13,2

### Сравнительный технико-экономический анализ

Результаты предварительного технико-экономического анализа и сравнения АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ с дизельной электростанцией (ДЭС) по уровню себестоимости электроэнергии показаны на рис. 5. Представленные показатели приведены для диапазона расхода дизельного топлива в оптимальном режиме 200-240 г/кВт·ч и стоимости дизельного топлива с учетом логистики 40-70 руб./л.



**Рис. 5.** Сравнение АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ с ДЭС по показателю себестоимости энергии

Из рис. 5 видно, что себестоимость электроэнергии ДЭС превышает себестоимость электроэнергии серийной АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ при стоимости дизельного топлива от 40 руб./л и расходе от 230 г/кВт·ч, или при стоимости дизельного топлива от 45 руб./л и расходе от 200 г/кВт·ч.

В расчетах эффективности использования того или иного источника энергии должно учитываться множество дополнительных параметров и ограничений конкретного места размещения (графики электрических и тепловых нагрузок, необходимость резервирования, северные условия работы, транспортная доступность и удаленность и т.д.), но на основе приведенных предварительных оценок можно констатировать, что в отдаленных регионах в зоне децентрализованного энергоснабжения АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ конкурентоспособна и обладает лучшими показателями экономической эффективности по сравнению с используемыми в настоящее время ДЭС.

### Применение АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ в изолированных энергосистемах

Повышенные энерготарифы на территории изолированных энергосистем России, обусловленные высокими затратами на дальнепривозное топливо и большую транспортную составляющую в себестоимости, препятствуют социально-экономическому развитию данных регионов.

В качестве перспектив применения АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ рассматривается проект создания горнодобывающего производственного комплекса по добыче и переработке свинцово-цинковых руд месторождения «Павловское», Архангельская область, остров Южный архипелага Новая Земля. Оператор проекта – АО «Первая горнорудная компания» (входит в урановый холдинг «Атомредметзолото», горнорудный дивизион Госкорпорации «Росатом»).

Проект «Павловское» включен в перечень значимых проектов Госкорпорации «Росатом» [17] и получил статус приоритетного инвестиционного проекта на уровне Губернатора Архангельской области.

В рамках проекта планируется построить горнодобывающее предприятие мощностью до 3,5 млн тонн руды в год [18]. На текущий момент Павловское месторождение входит в пятерку крупнейших полиметаллических месторождений России.

В проектируемый горно-обогатительный комбинат будут входить карьер, вахтовый поселок (до 800 человек), складское хозяйство, хвостохранилище и другая инфраструктура предприятия.

Основные этапы реализации проекта представлены в табл. 4 [18].

**Таблица 4.** Основные этапы реализации проекта «Павловское»

Годы	Этапы
2013-2015	Геологоразведка
2016-2019	Предпроектные работы и проектирование
2019-2023	Строительство
2023-2037	Эксплуатация

Реализация проекта «Павловское», помимо экономических целей добычи и переработки свинцово-цинковых руд, будет способствовать решению таких важных задач, как расширение присутствия Российской Федерации в Арктике, развитие северных территорий, интенсификация использования Северного морского пути.

Другим возможным местом размещения АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ может быть выбран Чукотский автономный округ. В регионе планируется развитие добывающих производств, добыча золота и других цветных металлов. В связи с истечением срока службы в ближайшие годы планируется вывести из эксплуатации все действующие в Чаун-Билибинском энергоузле электростанции (Чаунскую ТЭЦ и Билибинскую АЭС), в связи с чем возникнет необходимость замещения выходящих мощностей.

Преимуществами использования АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ в Чаун-Билибинском энергоузле являются:

- размещение АСММ на базе инфраструктуры Билибинской АЭС;
- режим когенерации (выработка тепловой и электрической энергии);
- возможность поэтапного ввода и оперативного наращивания мощностей;
- снижение эксплуатационных затрат;
- стабилизация и дальнейшее снижение энерготарифов;
- многократное локальное резервирование энергоисточника;
- отсутствие оперативной необходимости в модернизации ЛЭП.

## Выводы

Предварительный анализ технико-экономических показателей АСММ на базе РУ ШЕЛЬФ показывает конкурентоспособность атомного энергоисточника по сравнению с действующими ДЭС в отдаленных регионах в зоне децентрализованного энергоснабжения.

Сооружение современных эффективных атомных генерирующих мощностей позволит повысить устойчивость и надежность энергоснабжения, будет соответствовать самым высоким экологическим стандартам, даст высокий мультипликативный эффект развития в научной и экономической сферах деятельности.

## Список литературы

1. О.А. Новоселова. Малая распределенная энергетика - новая парадигма в электроэнергетике», VIII Профессиональный Форум энерготрейдеров России. 2013.
2. Е.Н. Гольцов, Д.Г. Куликов, И.Т. Третьяков. Атомные станции малой мощности для автономного энергообеспечения. Инновационные проекты и технологии ядерной энергетики: сб. докладов IV Международной научно-технической конференции АО «НИКИЭТ» (27-30 сентября 2016 г., Москва). Т. 1. 2016.

3. Методика расчета начальных (максимальных) цен договоров при проведении закупок. Приложение к Единому отраслевому стандарту закупок (Положение о закупке) Госкорпорации «Росатом», утвержденному решением наблюдательного совета Госкорпорации «Росатом» от 07 февраля 2012 г. № 37.

4. Единые отраслевые методические указания по формированию цены на оборудование ядерной паропроизводящей установки Машиностроительного дивизиона. Утверждены Приказом Госкорпорации «Росатом» № 1/1335-П от 26.12.2017.

5. Методические рекомендации по расчету цен на вооружение и военную технику, которые не имеют российских аналогов и производство которых осуществляется единственным производителем. Утверждены приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) № 118 от 18.04.2008.

6. Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации (Минпромэнерго России) от 23 августа 2006 г. № 200 «Об утверждении Порядка определения состава затрат на производство продукции оборонного назначения, поставляемой по государственному оборонному заказу» (зарегистрирован Минюстом России 22 декабря 2006 г., регистрационный № 8665).

7. Методика расчета стоимости изготовления нестандартизированного оборудования для радиохимических производств. Одобрена письмом Министерства регионального развития РФ от 26.07.2012 № 19176-ИП/08. Введена в действие Госкорпорацией «Росатом» (приказ от 08.08.2012 № 1/709-П). МРС ОИИ РП-2012, издание первое, 2012.

8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, Минэкономики, Минфина, Госстроя Российской Федерации от 21.06.1999 № ВК 477.

9. Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов и программ концерна «Росэнергоатом», 2005.

10. Единые методические указания по определению нормативов продолжительности проектирования объектов использования атомной энергии. Приказ Госкорпорации «Росатом» № 1/1115-П от 17.11.2017.

11. АО «НИКИЭТ». Единый справочник нормативов времени на конструкторские, расчетные и другие виды работ. 2016.

12. Межрегиональный информационно-аналитический бюллетень «КО-ИНВЕСТ».

13. Единые отраслевые методические указания по планированию стоимости АЭС, строящихся в Российской Федерации и за рубежом. Утверждены приказом Госкорпорации «Росатом» от 20.02.2017 № 1/163-П.

14. AACEI. Recommended Practice No. 17R-97 Cost Estimated Classification System. 29.11.2011.

15. Единые отраслевые методические указания по определению показателя ЛСОЕ и предельной стоимости сооружения АЭС в России, обеспечивающей конкурентоспособный уровень показателя ЛСОЕ. Приказ Госкорпорации «Росатом» № 1/320-П от 14.04.2017.

16. Единые отраслевые методические указания по расчету показателя ЛСОЕ зарубежных проектов по строительству новых АЭС за рубежом. Приказ Госкорпорации «Росатом» № 1/360-П от 26.04.2016.

17. Госкорпорация «Росатом». Распоряжение № 1-1/353-Р от 11.05.2017 «Об утверждении перечня значимых проектов Госкорпорации «Росатом» с приложением.

18. Госкорпорация «Росатом», АО «Атомредметзолото», АО «Первая горнорудная компания». Презентация «Проект «ПАВЛОВСКОЕ»: Создание на архипелаге Новая Земля горнодобывающего производственного комплекса по добыче и переработке свинцово-цинковых руд и причального комплекса». Октябрь 2017.

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГБЛОКОВ БН ПРИ РАБОТЕ В ЗЯТЦ

Широков А.В., Марова Е.В., Шенелев С.Ф.  
АО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород

## Введение

Стратегия Госкорпорации «Росатом» по повышению конкурентоспособности ядерной энергетики (ЯЭ) и решению проблем обращения с ОЯТ и РАО наиболее эффективно может быть реализована в двухкомпонентной ядерной энергетической системе (ЯЭС), объединяющей в замкнутом ядерном топливном цикле базисную ядерную технологию ВВЭР и выходящую на коммерческий уровень технологию БН.

Предпосылки для коммерциализации реакторной технологии БН и технологий замыкания топливного цикла заложены в проекте БН-1200, в котором для обеспечения конкурентоспособности энергоблока БН-1200 по отношению к перспективным энергоблокам с реакторами на тепловых нейтронах в 2016–2017 гг. проработаны новые технические решения.

Результаты проектных и конструкторских разработок определили не только повышение уровня безопасности каждого последующего энергоблока с реакторами БН, но и существенное улучшение технико-экономических характеристик вследствие уменьшения физических объемов и снижения материалоемкости.

Необходимо отметить, что в рамках международных программ, в частности МАГАТЭ, «стоимость электроэнергии является не самой последней характеристикой при выборе энергоисточников. Очевидно, что предпочтительнее наименьшая стоимость, но другие характеристики, такие как безопасность, уровень выбросов CO<sub>2</sub> и т.д. могут привести к выбору технологии с не самой низкой стоимостью» (Ханс Бликс, генеральный директор МАГАТЭ, 1981–1997). В рамках проекта БН-1200 развивается многокритериальный анализ конкурентоспособности энергоблока БН-1200 в сравнении с ядерными и неядерными энерготехнологиями с использованием перечня критериев конкурентных преимуществ, объединившего экономические показатели и показатели, характеризующие безопасность, влияние на экологию, риски реализации, перспективы развития, состояние инфраструктуры.

## 1. Методология оценки технико-экономических характеристик

Оценки LCOE выполнены с использованием методики расчёта, утвержденной в Госкорпорации «Росатом» приказом № 1/42-П от 26.01.2015 г. в ценах и условиях на 01.01.2016 г. Ставка дисконтирования – 4 %. Расчет производится в постоянных ценах без учета инфляционной составляющей.

На данный момент в Госкорпорации «Росатом» приказом № 1/42-П от 26.01.2015 г. утверждена Методика расчета LCOE, которая является модификацией обще-

принятой методики, разработанной для экономических условий конкретной Российской Федерации:

$$LCOE = \frac{\sum_{j=t_0}^{t_1} \frac{KЗ_j}{(1+НД_j)^{j-t_0+0.5}} + \sum_{i=1}^n \frac{0.3_i * (1-НП) + КЗП_i - A_i * НП}{(1+НД_i)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{C_i * W_{отп_i} * (1-НП)}{(1+НД_i)^i}}$$

где:  $i$  – календарный год, для которого проводится расчет;  $t_0$  – год начала реализации проекта;  $t_j$  – год ввода объекта в эксплуатацию;  $p$  – суммарная длительность (в годах) календарных периодов эксплуатации, модернизации, промышленной эксплуатации после модернизации, подготовки и вывода из эксплуатации АЭС;  $KЗ_{прив}$  – капитальные затраты, приведенные к моменту ввода энергоблока в эксплуатацию;  $W_{отп_j}$  – прогнозируемый полезный отпуск электрической энергии в соответствующем году;  $C_i$  – кумулятивный индекс потребительских цен в  $i$ -м году, отражающий рост совокупной цены на электроэнергию (с учетом мощности). Изменение индекса потребительских цен определяется в соответствии с прогнозом Министерства экономического развития Российской Федерации;  $НД_i$  – норма доходности инвестированного капитала в  $i$ -м году, рассчитанная с учетом уровня доходности долгосрочных государственных обязательств. В случае вычисления номинального показателя удельной приведенной стоимости производства единицы электрической энергии (1 кВт·ч) энергоблока АЭС используется  $НД$ , в номинальном выражении, в случае вычисления реального показателя –  $НД_r$  в реальном выражении

Капитальная составляющая определена по результатам сводно-сметного расчета.

## 2. Результаты проектных и конструкторских разработок как основа эволюции технико-экономических характеристик

Применение наряду с референтными техническими решениями, реализованными в БН-600 и БН-800, комплекса новых технических решений обеспечило существенное улучшение основных технических характеристик энергоблока БН-1200 при значительном повышении уровня безопасности (таблица 1) [2–13].

Обобщение технических решений по активной зоне и реактору в целом, определяющих конкурентные преимущества энергоблока БН-1200 в целом, представлены на рисунках 1, 2 (слева от перечислений проставлены «маркеры», определяющие, на что, в первую очередь оказывают влияние рассматриваемые технические решения: Б – безопасность, Э – экономика, П – перспективы технологии, Эк – экология).

В результате работ 2016 – 2017 гг. по разработке технического проекта ключевого оборудования РУ БН-1200 и материалов проекта энергоблока существенно сократились строительные объемы, в первую очередь, реакторного отделения (на ~ 30 %, рисунок 3), обстрой-ки, площади промплощадки, металлоемкость, улучшились характеристики топливоиспользования.

В совокупности внедренные технические решения обусловили существенное улучшение технических показателей БН-1200 по отношению к БН-800.

Таблица 1. Основные технические характеристики энергоблоков

Наименование параметра	Реактор		
	БН-600	БН-800	БН-1200
Номинальная тепловая мощность, МВт	1470	2100	2800
Электрическая мощность, брутто, МВт	600	885	1220
Количество тепловыделяющих петель	3	3	4
Коэффициент полезного действия, брутто / нетто, %	42,5 / 40	41,9 / 38,8	43,5 / 40,7
Топливо	UO <sub>2</sub>	МОКС UO <sub>2</sub> /МОКС	СНУП   МОКС
Материал оболочки твэл	Аустенитная сталь	Аустенитная сталь	Усовершенствованная аустенитная сталь / Ферритно-мартенситная сталь
Кампания ТВС, эфф. сут	560	465	920/1320   1060/1320
Максимальная глубина выгорания, % т.а.	11,2	11,5	7,6 / 10,9   11,8 / 14,5
Технические решения в обеспечении безопасности:			
- интегрирование оборудования 1 контура	частичное	частичное	полное
- ожоухование трубопроводов с р/а Na	+	+	тр/пр с р/а Na исключены
- ожоухование трубопроводов 2 контура	частичное	частичное	+
- системы аварийной защиты	АЗ	АЗ, ПА3-Г	АЗ, ПА3-Г, ПА3-Т
- система аварийного отвода тепла:			
* через 3 контур	+	+	+
* через ВТО, присоединенные ко 2 контуру	+	+	-
* через ВТО, присоединенные к 1 контуру через промежуточный контур	-	-	+
- система удержания расплавленного топлива	-	+	+
- система локализации аварийных выбросов	-	-	+
Вероятность тяжелого повреждения активной зоны для внутренних событий при работе реактора на мощности	10 <sup>-5</sup>	2×10 <sup>-6</sup>	5×10 <sup>-7</sup>
Ресурс основного оборудования, лет	30 – проект 40 – продлено	45	60

Э	Увеличение диаметра твэл, размера под ключ сборки → снижение энергонапряженности активной зоны, повышение объемной доли топлива → снижение запаса реактивности на выгорание топлива, увеличение кампании топлива → снижение потребления твэл в год
Б	Применение СНУП топлива /аксиальной прослойки при использовании МОКС топлива → уменьшение запаса реактивности на выгорание
Э	Применение на различных этапах эксплуатации модернизированной аустенитной, ферритно-мартенситной, ДУО сталей на оболочке твэл → увеличение кампании топлива → снижение потребления твэл / ТВС в год
Б, Э	Введение эффективной борной защиты (СБЗ) → снижение флюенса нейтронов на корпус реактора, существенное сокращение стальной внутриреакторной защиты
Б, Э	Увеличение объема ВРХ с обеспечением выдержки ОТВС в течение двух микрокампаний → снижение остаточных тепловыделений ОТВС → исключение БОС
Б	Внедрение новой системы ПА3-Т → повышение безопасности
Э, П, Эж	Независимость нейтронно-физических характеристик от изотопного состава плутония и возможность выжигания МА → замыкание ЯТЦ, расширение рынка предоставляемых услуг

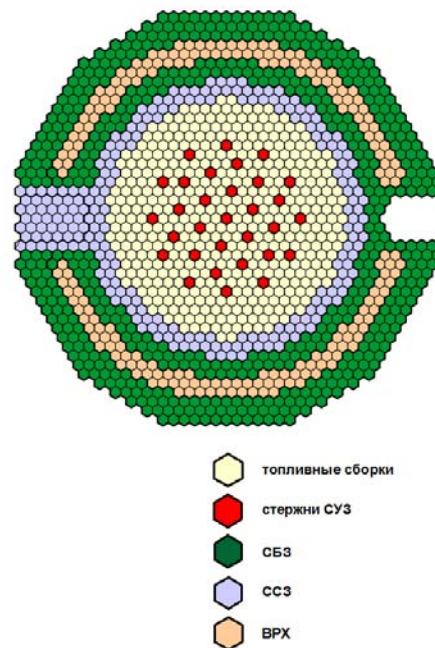


Рис. 1. Активная зона

Б, Э	Размещение систем и оборудования 1 контура внутри корпуса реактора → исключение всех трубопроводов с радиоактивным натрием 1 контура
Э	Интеграция системы очистки внутри конструкции ХФЛ-1 и ее размещения внутри реактора, применение вертикального элеватора, исключение БОС и обслуживающих систем → уменьшение строительных объемов, металлоемкости
Э	Применения нового конструкционного материала в реакторе → увеличение ресурса до 60 лет
Э	Переход от секционно-модульных на крупно-модульные парогенераторы → уменьшение металлоемкости
Э	Применение нового конструкционного материала в конструкции парогенератора → увеличение ресурса ПГ до 30 лет
Э	Использование сильфонных компенсаторов температурных расширений вместо компенсационных гибов трубопроводов → сокращение длины трубопроводов и количества арматуры
Э	Идентичность и радиально-симметричная компоновка петель второго контура → повышение технологичности

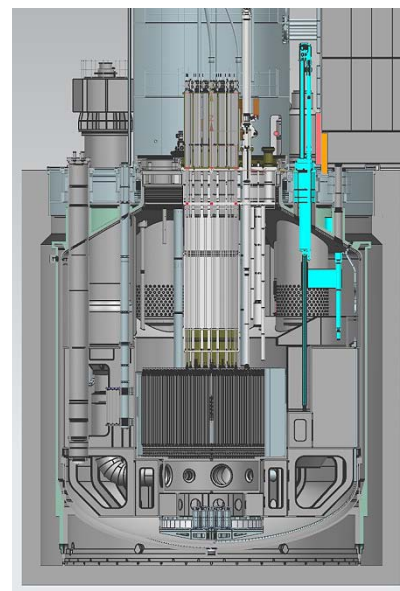


Рис. 2. Реакторная установка

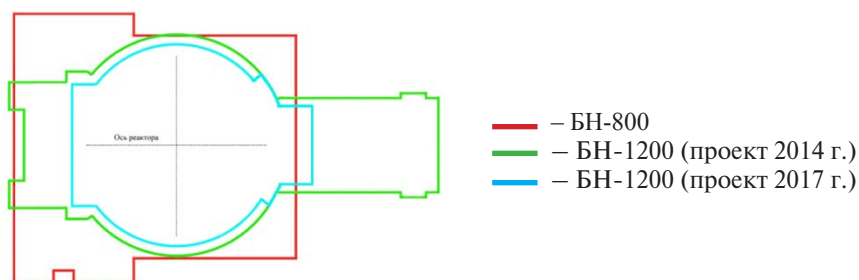


Рис. 3. Совмещенные планы здания реактора БН-800 и БН-1200

Таблица 2. Изменение технико-экономических показателей в проектах БН последних поколений по отношению к БН-800, отн. ед.

Наименование характеристики	БН-1200 (2014 г.)	БН-1200 (2017 г.)
Электрическая мощность	1,38	1,41
Площадь застройки реакторного отделения	0,97	0,56
Строительный объем реакторного отделения	0,92	0,60
Удельная металлоемкость по РУ	0,60	0,48
Продолжительность микрокампании (на начальном / на основном этапе эксплуатации)	1,71 / 2,13	2,13 / 2,13
Продолжительность кампании (на начальном / на основном этапе эксплуатации)	2,28 / 2,84	2,84 / 3,55
Топливоиспользование, не более:		
- топливо	1,25	0,95
- ТВЭЛ	0,71	0,58

### 3. Результаты экономических оценок

Результаты оценок экономических показателей различных вариантов электрогенерации, нормированные по отношению к показателям ПГУ, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Сравнительный анализ экономических показателей различных вариантов электрогенерации по отношению к ПГУ, отн. ед.

Название критерия	БН-1200	ВВЭР-ТОИ	Уголь	ВИЭ
Отпуск э/энергии	1,08	1,13	1,03	0,31
Капиталовложения	1,72	2,14	1,75	0,43
Удельные капиталовложения	1,69	2,06	1,63	0,53
Средняя себестоимость электроэнергии	0,56	0,60	0,91	0,85
Приведенная стоимость производства электричества (LCOE):	0,74	0,79	0,95	1,28
- капитальная составляющая	1,09	1,25	1,25	2,11
- топливная составляющая	0,23	0,29	0,57	-
- эксплуатационная составляющая	1,45	1,29	1,39	3,19

\*С учетом капитальных ремонтов.

#### 4. Анализ результатов конкурентоспособности энергоблока с использованием многокритериального анализа

В рамках проекта при разработке матрицы критериев конкурентных преимуществ учитывался опыт и актуальные разработки в области подобных исследований в рамках международных программ (GIF, INPRO) [1].

В основе экспертной оценки по каждому из критериев (рисунок 4) для различных технологий лежит анализ реальных и проектных технико-экономических характеристик энергоисточников, состояния развития технологий, уровня обоснования принятых технических решений, инфраструктурных вопросов (включая законодательную базу, отношение общественности и т.п.).



Рис. 4. Критерии конкурентных преимуществ и их веса в группе

В обеспечение сравнения различных энергоисточников (БН-1200, ВВЭР-ТОИ, АР-1000, угольные электростанции, ПГУ, ВИЭ) рассмотрены варианты энергетических комплексов сопоставимой мощности на территории Объединенной энергосистемы Урала и частично в Поволжье.

Современным требованиям рынка энергетических установок в значительной степени соответствуют ядерные энерготехнологии и ПГУ, что было подтверждено результатами и экономических расчетов, и аналитических исследований, выполненных в рамках данной работы.

В отношении главного конкурента ядерных энергоисточников необходимо отметить, что в настоящее время привлекательность ПГУ для инвестиций и их использования в качестве замещающих мощностей определяются такими характеристиками, как высокий КПД (до ~ 60 %), эффективное участие в маневрировании (до 80 % разгрузки), компактность, технологичность монтажа и строительства, низкие выбросы вредных веществ (в частности, оксидов углерода и азота), относительно высокая апробированность технологии.

Проведенный анализ показал, что для энергоблока БН-1200 наиболее критическими при сравнении с другими энерготехнологиями являются экономические показатели и характеристики безопасности. Проектно-конструкторские работы 2016-2017 гг. обеспечили существенное улучшение удельных показателей, но не обеспечили определяющее (с запасом) лидерство в LCOE.

#### Заключение

Выполненные в 2016-2017 гг. проектно-конструкторские разработки по проекту БН-1200 показали, что,

несмотря на особенности технологии БН по сравнению с наиболее освоенной технологией ВВЭР, проект БН-1200 характеризуется конкурентными технико-экономическими показателями.

Результаты многокритериального анализа показывают конкурентоспособность атомных станций с реакторами БН-1200 по сравнению с другими способами генерации энергии в условиях Уральского региона и Средней Волги. Проект БН-1200 сравним с ПГУ и ВВЭР-ТОИ и еще более конкурентоспособен по отношению к угольным ТЭС и ВИЭ.

Необходимо отметить, что имеется потенциал дальнейшего развития проекта как в части изменения условий эксплуатации, так и расширения перечня предлагаемых услуг.

#### Список использованных источников

1. Innovative Nuclear Energy Systems: State-of-the Art Survey on Evaluation and Aggregation Judgment Measures Applied to Performance Comparison. V. Kuznetsov, G. Fesenko, A. Schwenk-Ferrero, A. Andrianov, I. Kuptsov. *Energies* 2015, 8, 3679-3719.
2. Развитие проекта энергоблока нового поколения с реактором БН-1200 / Б.А. Васильев, А.В. Васяев, Д.Л. Зверев и др. // Международная конференция FR-17, ID 402, Россия, 2017 г.
3. Результаты оценки соответствия проекта БН-1200 требованиям GENERATION IV и INPRO / Е.В. Марова, С.Ф. Шепелев, Ю.М. Ашурко и др. // Международная конференция FR-17, ID 399, Россия, 2017 г.
4. Реакторы БН в России: инновации и компетенции / С.Ф. Шепелев // Круглый стол по теме «Быстрые реакторы как основа будущего и решения проблемы ОЯТ» на Генеральной конференции МАГАТЭ // Австрия, 2016
5. Инновационный проект энергоблока БН-1200 как основа эволюционного развития направления БН / Б.А. Васильев, А.В. Васяев, Д.Л. Зверев и др. // Конференция МНТК-НИКИЭТ-2016, Россия, 2016 г.
6. Проект БН-1200 как основа перехода к двухкомпонентной атомной энергетике / Д.Л. Зверев, М.Р. Аширметов, В.М. Поплавский и др. // Конференция «МНТК-2016», Москва, 2016.
7. Разработка проекта энергоблока с РУ БН-1200 / Б.А. Васильев, С.Ф. Шепелев, М.Р. Аширметов и др. // Конференция FR-13, Франция, 2013 г.
8. Технический проект РУ БН-1200 / С.Ф. Шепелев // Конференция проекта «Прорыв», Россия, 2015.
9. Проект БН-1200 / С.Ф. Шепелев // Конференция проекта «Прорыв», Россия, 2014.
10. Концепция перспективного энергоблока с быстрым натриевым реактором / В.И. Рачков и др. // *Атомная энергия*, 2010, т. 108, вып. 4, с. 201-206.
11. Основные проектные решения для энергоблока с реактором БН-1200 / М.Р. Аширметов, Г.А. Ершов // *PRoAtom*, 2013.
12. БН-1200. Результаты разработки / Д.Л. Зверев, М.Р. Аширметов, В.М. Поплавский и др. // *РЭА - ежемесячный журнал атомной энергетики России*, 2015, № 10, с. 19-23.
13. Реализация принципа естественной безопасности в проекте РУ БН-1200 / Б.А. Васильев и др. // *Международный журнал «Безопасность ядерных технологий и окружающей среды»*, 2012, № 1, с. 62-65.
14. Развитие физико-технических решений по проекту БН-1200 в контексте повышения конкурентоспособности технологии БН / Е.В. Марова, С.Ф. Шепелев, А.В. Широков и др. // Семинар «Нейтронно-физические проблемы ядерной энергетики», г. Обнинск, 2017.



# КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПО МОНИТОРИНГУ И ПРЕДСТАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ АЭС АО «КОНЦЕРНА РОСЭНЕРГОАТОМ» В ОТКАЗОУСТОЙЧИВОМ И КАТАСТРОФУСТОЙЧИВОМ ИСПОЛНЕНИИ

Лысачев М.Н.  
АО «КОНСИСТ-ОС»

## Введение

В бизнесе для принятия правильных оперативных решений необходима актуальная информация реального времени, высокого уровня качества и в полном объёме. Для сфер деятельности, связанных с безопасностью людей и общества в целом, этот аспект особенно важен.

В соответствии с «Программой развития информационных систем блока по производству и эксплуатации АЭС АО «Концерн Росэнергоатом» на период 2015-2018гг» была создана «Комплексная система реального времени по мониторингу и представлению работы атомных станций».

Система предназначена для обеспечения информационно-аналитической поддержки производственных подразделений, в части принятия эффективных управленческих решений и соблюдения безопасности при производстве электроэнергии. Возможность получения актуальных данных реального времени обо всех аспектах работы предприятия формирует значительные преимущества для управления и бизнеса. Доступность текущей и ретроспективной информации для каждого сотрудника, а также наличие надлежащей среды ее обработки позволяет поддерживать высокий уровень стандартов локального менеджмента на каждой АЭС.

В Систему было заложено создание единого информационного бизнес – пространства для подразделений и Центрального аппарата Концерна. Такое решение позволило проводить мониторинг и анализ производства электроэнергии, контроль параметров безопасной эксплуатации АЭС специалистами разных организационных уровней.

Система реального времени - это «окно» в производственную среду, это возможность полностью погрузиться в производственный процесс.

## Функции системы

Комплексная система реального времени вводилась в промышленную эксплуатацию в 3 очереди и на текущий момент охватила все действующие АЭС и Центральный аппарат Концерна. Особенностью реализации системы в РЭА является её территориальная распределённость с единым центром в Центральном аппарате.

«Комплексная система реального времени по мониторингу и представлению работы атомных станций» по-

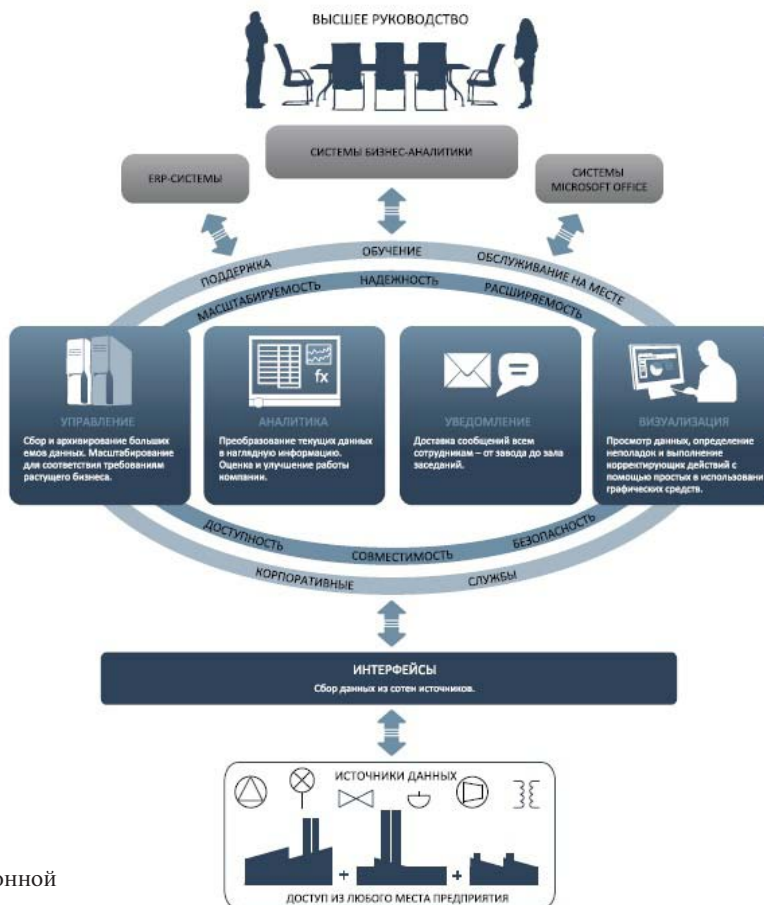


Рис. 1. Схема потоков данных для информационной поддержки управления производством



Рис. 2. Пирамида автоматизации

строена на базе платформы PI System (Plant Information System) компании OSIsoft, LLC.

Платформа Системы (PI System) относится к классу MES-систем (Manufacturing Executions System) – систем управления производством.

Такая классификация была создана MESA International (англ. Manufacturing Enterprise Solutions Association) — всемирной некоммерческой ассоциацией разработчиков, системных интеграторов, экспертов и пользователей решений для промышленных предприятий.

В состав платформы входят такие программные компоненты, как PI Connections и PI Interfaces (интерфейсы), предоставляющие возможности подключения к любым системам, установленным на производстве и обеспечивающие сбор данных и временных рядов из них. В разработанном решении используется более 400 интерфейсов, позволяющих получать доступ к широкому кругу источников операционных и бизнес-данных, включая SCADA, DCS, различные виды производственного оборудования, базы данных, текстовые файлы и HTML-страницы.

Интерфейсы сбора данных обеспечивают высокую производительность и имеют минимальный трафик в сети (3-4 Кбит/с при передаче 1000 параметров), а использование PI-API протокола передачи данных дает возможность передачи данных по расписанию или событию, а также возможность хранения данных с миллисекундной отметкой времени.

Помимо этого, интерфейсы предъявляют минимальные требования к физическому каналу связи: протокол TCP/IP, скорость передачи 64 Кбит/с. Канал связи с такими характеристиками обеспечивает гарантированную передачу 10 000 параметров. Гарантированная доставка данных (без резервирования физического канала) обеспечивается способностью PI-интерфейсов буферизовать поток данных за несколько суток в условиях отсутствия связи и автоматически передавать данные в PI Sever при ее восстановлении.

PI Sever — еще один компонент PI System. Это сервер хранения данных реального времени, является уникальным программным продуктом платформы PI System. PI Sever — это центральное звено системы, отвечающее за консолидацию собираемых данных, архивирование и распределение текущих данных в последующие звенья системы. Сервер позволяет использовать минимальный объем дискового пространства для хранения данных, обеспечивая при этом необходимую точность и

мгновенный доступ к данным вне зависимости от срока их появления на сервере и хранения.

Уникальные особенности PI Server:

- один сервер поддерживает до 2 000 000 тегов (тег — это объект, соответствующий отдельному сигналу источника данных),
- конфигурируется ON-Line без потери данных,
- имеет уникальный алгоритм сжатия данных - необходимо 1kb для хранения истории 1 тега в день или для 25 000 тегов за 3 года = 27.4GB,
- гарантирует восстановление данных из архива с точностью от 0,0000001 до 1 % шкалы измерения и с дискретностью 1 секунда, что позволяет работать с большими архивами,
- выполняет 100 000 операций в секунду чтения/записи в архив,
- имеет минимальные требования к аппаратным средствам,
- работает на разных операционных платформах,
- с версии PI Server 2015 появилась возможность хранить данные в будущем времени.

PI Server включает в себя широкий набор инструментов для вычислений, которые позволяют преобразовывать необработанные данные, объединять в ходе анализа данные из разных систем-источников, автоматизируют расчеты важных ежедневных показателей и предоставляют новую аналитическую информацию.

Основные функции PI Server:

- Хранение данных временных рядов, (Data Archive)
- Организация данных в объектную модель, упрощение процессов передачи и поиска данных (Asset Framework)
- Расширенные инструменты для вычислений (Advanced Computer Engine, ACE)
- Выявление и создание событий в производственном процессе для проведения более глубокого анализа (Event Frames)
- Автоматические уведомления (Notifications)
- Высокая доступность системы (High Availability)
- Мониторинг системы (Интерфейсы PI Interfaces для мониторинга системы)
- Администрирование системы (PI System Management Tools или PI SMT и PI System Directory)
- Безопасность данных
- Выполнение вычислений в режиме реального времени (Asset Based Analytics)

PI Server поддерживает 9 типов данных, включая Integer, Float, String, Blob и Timestamp, что позволяет осуществлять сбор данных в различных форматах.

PI Server использует встроенную систему безопасности, что обеспечивает надежную защиту и мгновенный доступ к данным посредством единого входа для всех пользователей.

Audit Trail механизм PI Server позволяет сохранять целостность данных, благодаря регистрации всех внешних изменений в журнале аудита.

Система позволяет поддерживать разные часовые пояса, являющиеся актуальным вопросом для РЭА. Пользователи могут получать доступ к данным, вне зависимости от физического расположения PI Server или часового пояса, в котором находится источник данных, и автоматически просматривать их в местном часовом поясе. Например, Белоярская и Билибинская АЭС находятся в отличном от Москвы часовом поясе.

Настраиваемая функция сжатия данных позволяет сэкономить объем хранящихся данных и не допустить

**Особенности информационной модели КС ЦОПИУП:**

- иерархическая;
- структурированная;
- на базе шаблонов;
- централизованная;
- управляется из ЦА.

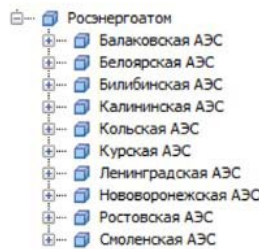


Рис. 3. Информационная модель Системы

хранение повторяющихся или несущественных значений, повысив таким образом эффективность извлечения данных по запросу.

Система реализована на виртуализованных средах.

Встроенные функции оповещения позволяют внедрить логику мониторинга состояния в правила, которые используются в системе для отслеживания данных в режиме реального времени и оповещения пользователей посредством различных каналов нотификации (электронная почта, sms др.). Благодаря этому пользователи могут быстро реагировать на изменения в эксплуатационных условиях.

Встроенный компонент PI Asset Framework (AF) представляет нужные данные в соответствующем контексте и обеспечивает мгновенный доступ к ним на основе заданной модели ресурсов компании. PI AF позволяет организовывать, структурировать и искать данные в соответствии с различными типами объектов, например физическими объектами, задействованными в процессах (реакторы, трансформаторы, измерительные приборы и т.д.).

Единая структура представления данных на основе описания активов, смысловая и действенная информация в виде Информационной модели, обеспечивает приведение данные на всех станциях к единому стилю, позволяет строить организационно-технологическую структуру предприятия, логику его функционирования, принципы контекстно-зависимого представления данных о производственном процессе.

Встроенное средство High Availability гарантирует непрерывное хранение данных и их постоянную доступность. Система способна к масштабированию, имеет встроенную поддержку 64-разрядных технологий, многопроцессорного/многоядерного оборудования и новейших операционных систем для всех пользователей.

Для визуализации данных, система имеет встроенные компоненты:

- PI Vision — доступ к данным на любом устройстве: с планшета, телефона, из браузера
- PI WebParts — публикация (мнемосхем) экранные формы в MS SharePoint
- PI ProcessBook — инструмент для разработки мнемосхем и отображения данных, имеет встроенные библиотеки по отраслям производства с готовыми набором графических символов и встроенным алгоритмом. Клиентское приложение служит для отображения информации, хранящейся в системе и в других источниках данных,

- позволяет создавать и отображать настраиваемые мнемосхемы и тренды.
- PI DataLink — встроенное приложение в MS Excel для экспорта данных из системы в электронную таблицу
- Средства ручного ввода данных в Систему

В системе реализовано порядка 100 (экранных форм для ЦА и для АЭС), которые позволяют упростить работу специалистов по отслеживанию состояния процессов производства.

В ходе проектирования были разработаны эскизы и подготовлен документ «Альбом производственных отчётов и экранных форм». Такой подход обеспечил стандартизацию и унификацию данных по всем станциям, единые механизмы реализации расчётов обеспечивают гарантию достоверности агрегированных данных на уровне Центрального аппарата Концерна.

Архитектура системы построена с учётом обеспечения отказоустойчивого режима работы всей системы, от уровня установки и настройки интерфейсов на станции до уровня центрального аппарата. В ходе проектирования архитектуры системы был подготовлен документ «Целевая концептуальная схема интеграции системы с системами-источниками данных», предназначенный для использования при проектировании новых или модернизации существующих АСУТП и других производственных ИТ-систем уровня станции.

Во исполнение Актуализированных мероприятий для снижения последствий аварий на АЭС, введенных приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом» в



Рис. 4. Ручной ввод и визуализация в Системе

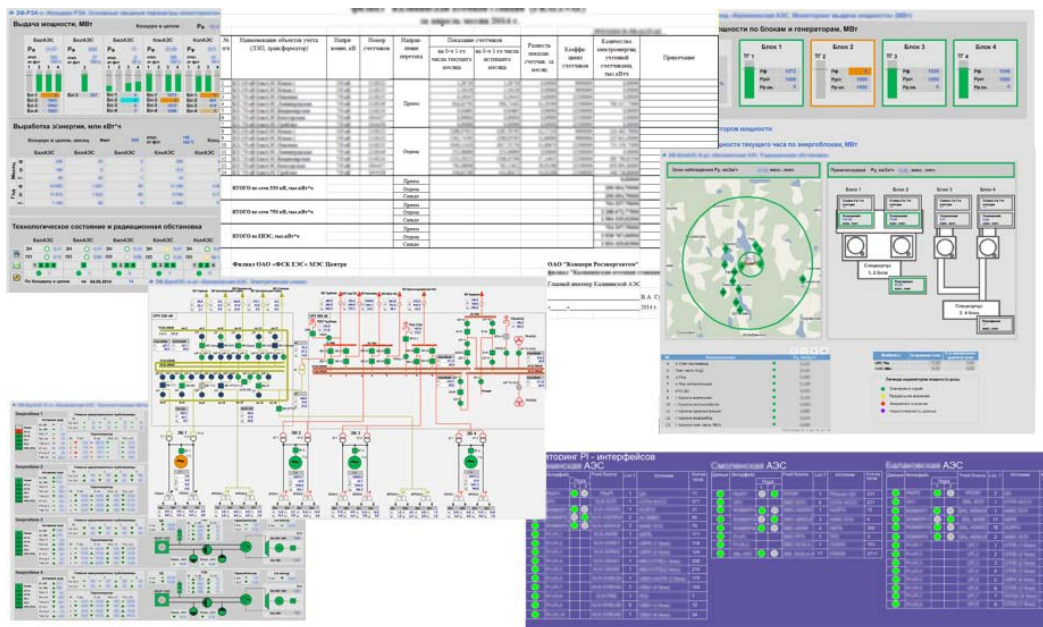


Рис. 5. Примеры экранных форм и отчетов в Системе

настоящее время реализуется проект по созданию Резервированного программно-технического комплекса передачи данных в Кризисный центр и защищённый пункт управления Концерна с АЭС (далее – РПТК ПД).

Учитывая общность цели проекта РПТК: «Создание защищённого, резервированного программно-технического комплекса хранения данных. Повышение надёжности информационного обеспечения по эксплуатации атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом» и назначение системы «Комплексная система реального времени»: «обеспечение единого, надёжного информационного пространства производственных данных по

всем объектам ОАО «Концерн Росэнергоатом», была определена целесообразность объединения этих двух систем в единое информационное пространство.

По проекту РПТК ПД работы завершаются и скоро будет выполнено распределение кластерных узлов системы между ЗПУ города и ЗПУ станции по всем АЭС, для центрального аппарата (г.Москва) решение выполнено ранее, узлы системы разнесены по разным физическим адресам ЦОД.

Данное решение обеспечивает катастрофоустойчивый режим функционирования всей системы при различных ситуациях.

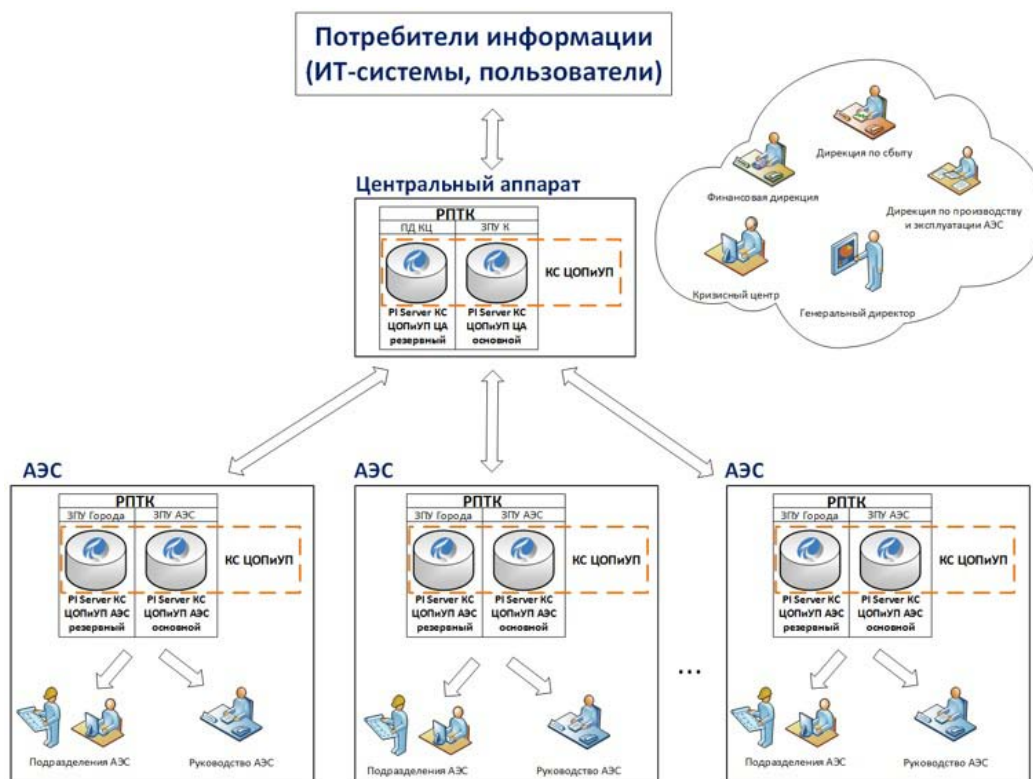


Рис. 6. Архитектура системы

На текущий момент система интегрирована с системой «Оперативно-диспетчерского комплекса Кризисного центра» и обеспечивает мониторинг производства поставок э/энергии в режиме реального времени: графики несения нагрузки, фактические показатели выработки электроэнергии, мощности и КИУМ, отклонение фактических показателей от плановых и нормативных значений, фактических показателей потребления на собственные нужды и отпуска электроэнергии в сеть по всем АЭС.

Система позволяет вести анализ параметров безопасности эксплуатации АЭС: соответствие текущих значений технологических параметров/состояний оборудования/систем АЭС эксплуатационным пределам (уставкам) в соответствии с условиями безопасной эксплуатации (определенными в технических регламентах и инструкциях по эксплуатации), соответствие радиационной обстановки и ионизирующего излучения в санитарно-защитной зоне, в зоне наблюдения, на территории АЭС на пром/площадке и в помещениях АЭС нормативным значениям, срабатывания систем пожарной безопасности на территории АЭС.

Мониторинг данных в системе по вновь вводимым энергоблокам (ЛенаАЭС-2, РостАЭС-4) был выполнен на этапе физ/пуска: согласовано интеграционное решение, уточнен перечень параметров с кодами-KKS, определен эскиз мнемосхем и реализован.

Была выполнена интеграция с системами: «Управление сбытом» и ФГУП «СКЦ Росатома».

В перспективе интеграция с системами, по завершении проектов: АСУ ТООР, ИС УОЭ, ИС МПБЭ, NPP EXS, с программно-техническим комплексом «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР».

Кроме того, для связи системы с верхним уровнем управления на базе системы SAP ERP компанией

OSIsoft разработаны специализированные интеграторы: PI Integrator for Business Analytics, PI Integrator for Esri ArcGIS и PI Integrator for SAP HANA. В перспективе возможен вариант интеграции.

## Каналы передачи данных

Схема организации системы передачи данных между АЭС и Центральным аппаратом АО «Концерн Росэнергоатом» представлена на рис. 7:

На площадках АЭС организована оптическая связность с технологическими объектами по технологии SDN и кольцевой схемой резервирования. Используется 2 основных узла: основной (активный) узел ПД АЭС и резервный узел. Активный узел отвечает за взаимодействие объектов ЛВС с КСПД при работе в штатном режиме. В случае возникновения аварийной ситуации на каналах связи с КСПД автоматически будет задействована резервная схема работы.

На площадке в г.Москва также организовано оптическое кольцо с основными узлами связи и офисами КРЭА.

В схеме внешних связей участвуют:

- Основной канал передачи данных: Цифровой наземный канал связи.
- Резервный наземный канал передачи данных: Цифровой наземный канал связи.
- Резервный спутниковый канал (аварийный): Цифровой спутниковый канал связи.

Все каналы связи предоставляются по территориально разнесенным линиям связи и разными операторами. Переключение трафика между основным и резервными каналами в случае отказа осуществляется автоматически, по протоколу динамической маршрутизации.

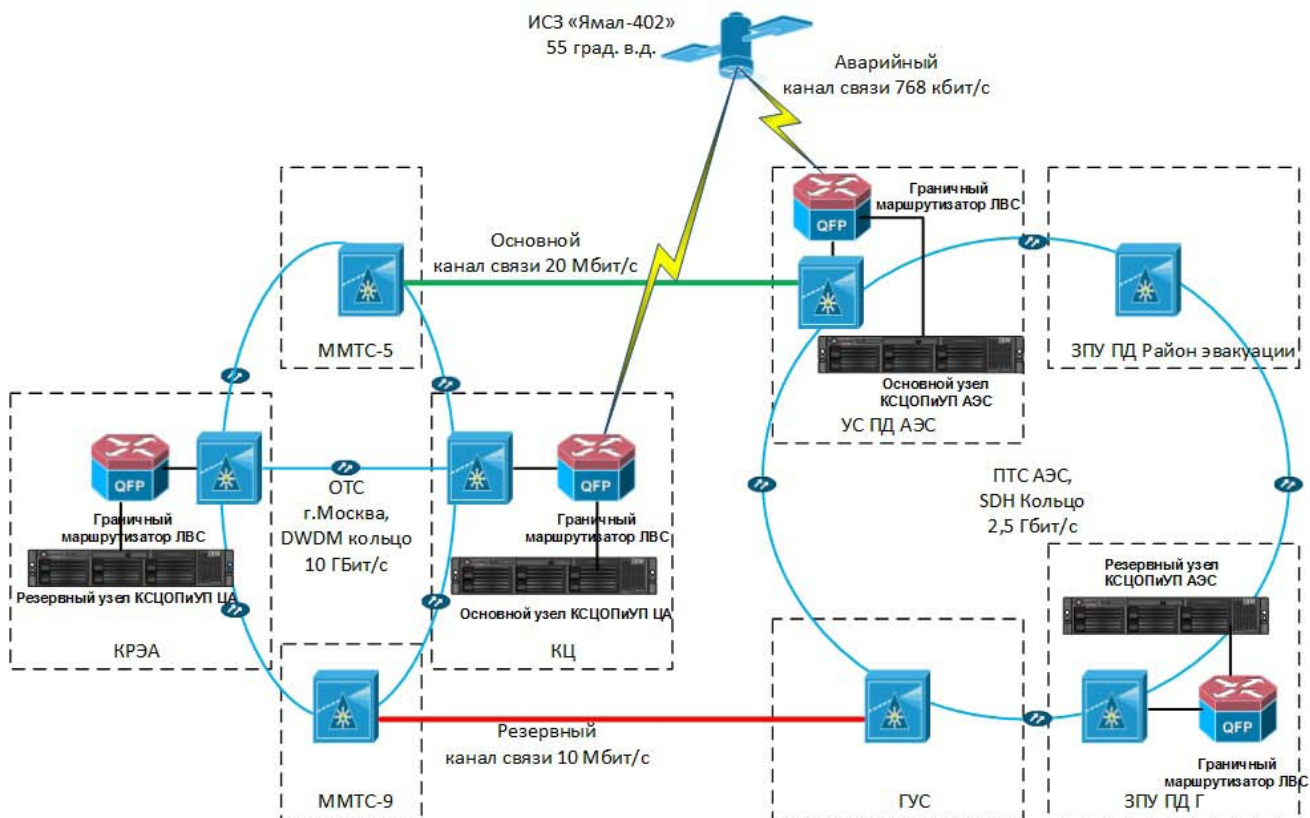


Рис. 7. Схема передачи данных между АЭС и Центральным аппаратом АО «Концерн Росэнергоатом»

Подключение к каналам связи выполнено с использованием сертифицированных средств криптографической защиты каналов связи, в соответствии с требованиями Единого отраслевого стандарта по информационной безопасности.

Режимы работы схемы организации связи:

1. Основная схема (Основной канал в работе):
  - передача всех видов трафика осуществляется по основному каналу связи. Действует приоритезация трафика по классам;
2. Схема резервирования №1 (отказ Основного канала):
  - трафик переключается автоматически на резервный наземный канал. Действует приоритезация трафика по классам;
  - При восстановлении работоспособности Основного канала трафик автоматически переключается на него;
3. Схема резервирования №2 (отказ Основного канала и Резервного наземного канала):
  - трафик переключается автоматически на резервный спутниковый канал. Действует приоритезация трафика по классам;
  - при восстановлении работоспособности Основного или Резервного наземного канала трафик автоматически переключается на него.

### Информационная безопасность

Прием и передача данных информационной системы реализована в соответствии с отраслевыми и федеральными требованиями в области информационной безопасности. Многоуровневая, эшелонированная защита, позволяет гарантировать конфиденциальность, целостность и доступность информации на разных уровнях её передачи и обработки.

Для организации системы защиты используется комплекс средств защиты информации, состоящий из межсетевого экрана (firewall), системы предупреждения/предотвращения вторжений (IDS/IPS), средств криптографической защиты передаваемых данных, систем защищенного доступа к данным, средств строгой аутентификации. Межсетевой экран обеспечивает высочайший уровень защиты, с контролем доступа, защитой приложений, аутентификацией и трансляцией сетевых адресов.

Для обеспечения защиты каналов связи применяется аппаратно-программные комплексы, обеспечивающие отказоустойчивую передачу информации, передаваемой по открытым каналам связи, между составными частями VPN, которыми могут являться локальные вычислительные сети, их сегменты и отдельные компьютеры.

Отказоустойчивость средств защиты информации обеспечивается следующими мерами:

1. Аппаратное резервирование шлюзов безопасности (создание кластера высокого доступа). В случае выхода из строя одного из шлюзов безопасности переключение на резервный производится автоматически без вмешательства администратора и без разрыва установленных соединений.

2. Автоматическое резервное копирование конфигурационных файлов средств защиты информации. Обеспечивает быстрое восстановление работы сети в случае выхода аппаратуры из строя.

В АО «КОНСИСТ-ОС» реализован мониторинг и управление инцидентами информационной безопасно-

сти в соответствии с процессной моделью, что позволяет оперативно реагировать на актуальные риски и угрозы в ходе обеспечения эксплуатации технологических информационных систем.

### Выводы

Комплексная система реального времени по мониторингу и представлению технологических параметров и режимов работы АЭС в АО «Концерн Росэнергоатом» реализует единое отраслевое информационное пространство для сбора, хранения, обработки и визуализации производственных данных реального времени.

Для бесперебойного выполнения своих задач Система построена в катастрофоустойчивом и отказоустойчивом исполнении, с учетом отраслевых и государственных требований в области информационной безопасности, а также использует резервируемые каналы передачи данных.

---

## АВТОМТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ ДЛЯ ДОКУМЕНТАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭНЕРГБЛОКОВ АС

---

*Фролов Ф.В.*

*АО «Концерн Росэнергоатом», Москва*

### Введение

Для обеспечения процессов хранения и предоставления работникам центрального аппарата (далее – ЦА) и филиалов АО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Концерн) актуальной технической документации (далее – ТД), регламентирующей обеспечение безопасной эксплуатации и ремонта энергоблоков АС, в Концерне разработана распределенная автоматизированная система управления технической документацией (далее – АСУТД).

АСУТД обеспечивает управление жизненным циклом документа в части регистрации, пересмотра, внесения изменений и аннулирования всех видов технической документации, на протяжении всех этапов жизненного цикла АС (рис.1).

Основными предпосылками создания единой системы управления технической документацией являются:

- наличие значительного количества изолированных разнородных архивов технической документации в центральном аппарате (ЦА) Концерна и на его филиалах;
- значительные трудозатраты ЦА и филиалов на поддержание технической документации в актуальном состоянии (пересмотр, аннулирование, актуализация версий и ссылок);
- потребности в автоматизации процессов управления технической документацией (как на бумажных носителях, так и электронных версий);

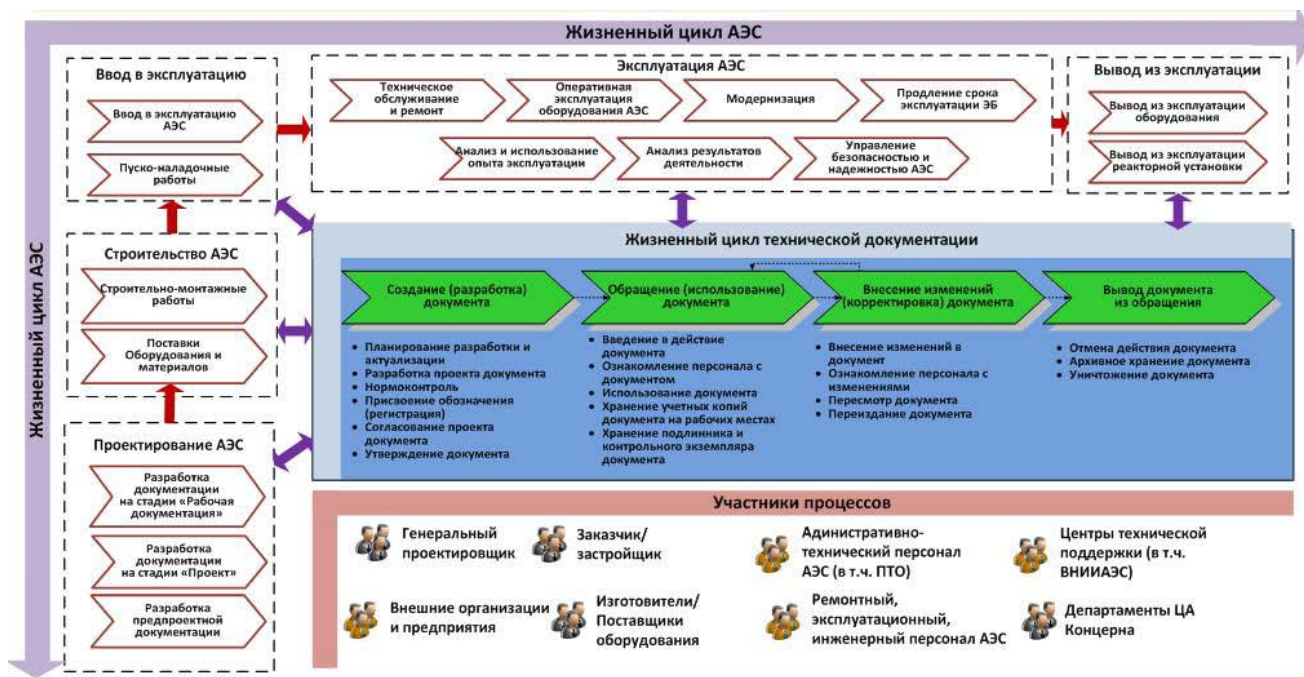


Рис. 1. Жизненный цикл технической документации в привязке к ЖЦ АС

- необходимость систематизации и унификации методологии обращения и хранения технической документации для обеспечения эффективной работы с ней разных организаций – участников единого бизнес-процесса;
- необходимость интеграции архивов технической документации с информационными системами производственного блока по управлению эксплуатацией АС;
- необходимость «бесшовной» передачи технической документации при переходе от одной фазы ЖЦ АС к другой;
- необходимость привязки технических документов к единице оборудования, стадии жизненного цикла АС, организационно-распорядительным документам и др.;
- обеспечение действующих АС единой локальной системой хранения всей актуальной проектной и рабочей документации в электронном виде.

Таким образом, была выявлена необходимость создания единой АСУТД, которая обеспечивала бы управление процессами, связанными с деятельностью по созданию, хранению, распространению и использованию ТД на базе единого интегрированного пространства технической документации Концерна и его филиалов с обеспечением независимого территориально-распределенного доступа к системе.

Создание АСУТД осуществляется в соответствии с Общим техническим заданием [1], Концептуальным проектом [2] и Программой развития и внедрения АСУТД [3].

### Цели и задачи АСУТД

АСУТД предназначена для автоматизации процессов управления жизненным циклом технической документации (эксплуатационной, ремонтной, нормативной, конструкторской, технологической, заводской, управленческой, справочно-информационной, проектной, рабочей, монтажной, наладочной) в части разработки,

ведения, хранения и предоставления актуальной документации всем пользователям ЦА Концерна, инженерно-техническому и эксплуатационному персоналу АС, пользователям в Центрах технической поддержки АС, подрядчикам на протяжении всех этапов ЖЦ АС.

Первоочередной целью создания АСУТД является повышение эффективности инженерно-технического сопровождения процессов на этапах жизненного цикла (далее - ЖЦ) АС «Проектирование АС», «Строительство АС» и «Эксплуатация АС» за счет автоматизации процессов управления технической документацией.

Повышение эффективности управления технической документацией достигается за счет решения следующих ключевых задач:

- автоматизации процедур ведения, хранения и предоставления доступа к актуальной технической документации работников ЦА и филиалов Концерна;
- создания условий для информационного обмена технической документацией, как внутри Концерна, так и при взаимодействии с внешними предприятиями;
- реализации документационного обеспечения таких информационных систем (далее – ИС), как ИС ТОиР, ИС по учету опыта эксплуатации АС, системы управления ресурсами на платформе SAP, системы управления стоимостью и сроками сооружения АС и др.;
- вывода из эксплуатации унаследованных ИС, обеспечивающих хранение ТД в ЦА и в филиалах Концерна.

### Функциональная архитектура и организационный объем АСУТД

В рамках АСУТД автоматизируются жизненные циклы следующих видов технических документов:

- нормативная документация;
- эксплуатационная документация;
- ремонтная документация;
- управленческая техническая документация;
- справочно-информационная документация;

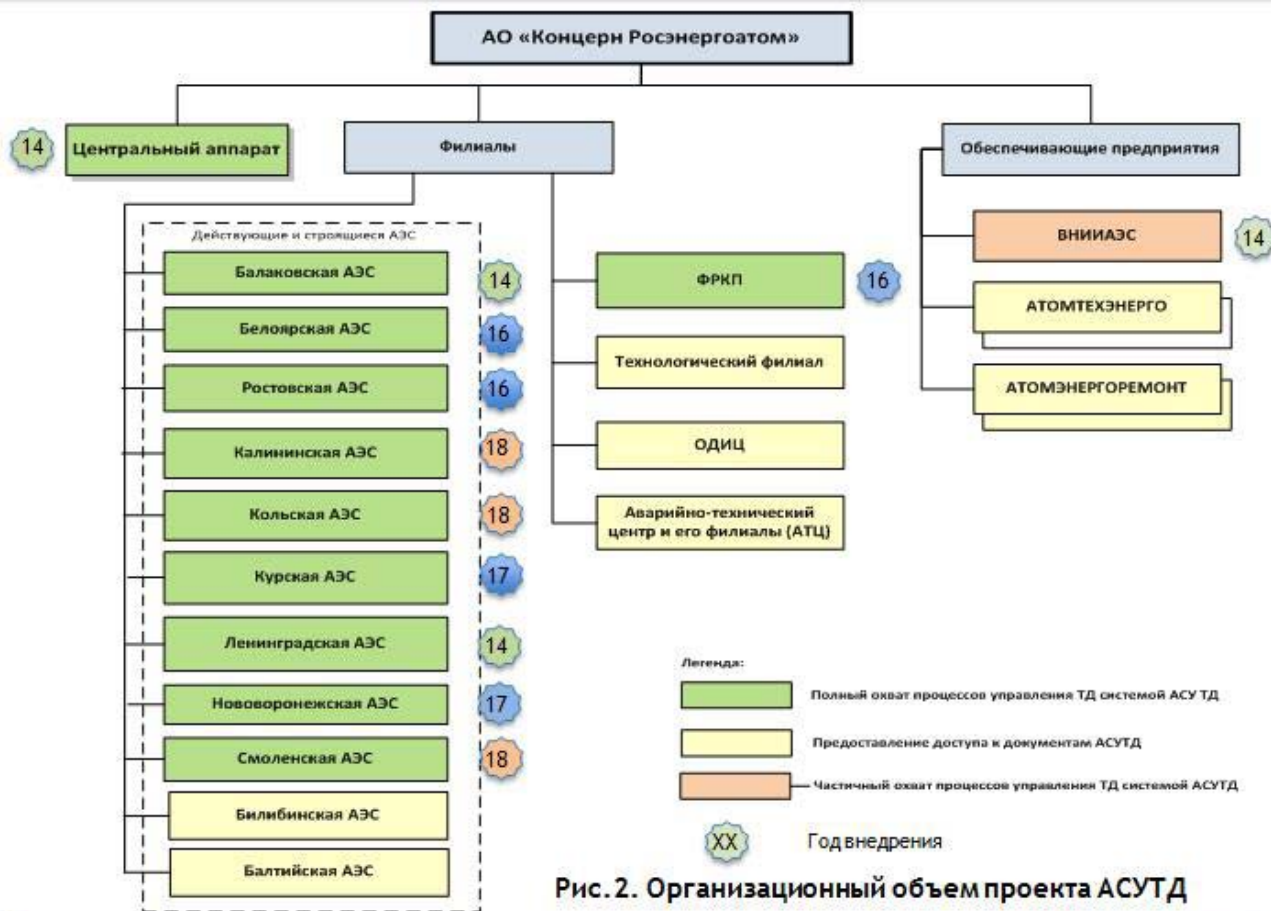


Рис. 2. Организационный объем проекта АСУТД

- проектная и рабочая документация;
- конструкторская, технологическая и заводская документация;
- монтажная и наладочная документация.

Кроме технической документации АСУТД ориентирована на управление жизненными циклами учебно-методической, регламентирующей и методической документации, первичной бухгалтерской документацией Концерна.

В системе в рамках текущего организационного объема (рис.2) ведется управление нормативной, управленческой, эксплуатационной, ремонтной, проектной, рабочей, учебно-методической, регламентной и методической документацией, отчетной документацией по договорам ЦА Концерна. Внедрен сквозной цикл управления технической документацией между ЦА Концерна и АС.

Периметр тиража АСУТД охватывает следующие организационные объекты Концерна:

- все подразделения центрального аппарата Концерна;
- все филиалы Концерна - действующие и строящиеся атомные станции;
- филиал Концерна по реализации капитальных проектов и ДЗО Концерна.

К АСУТД также планируется подключение сторонних организаций, не входящих в контур Концерна, но имеющих доступ к технической документации, разрабатывающих техническую документацию при выполнении работ для Концерна (подрядные организации ЦА и АС).

Развитие АСУТД осуществляется в соответствии с утвержденной Программой развития технологических информационных систем АО «Концерн Росэнергоатом» на период 2018-2020 гг. [4].

В 2018 году реализуется развитие АСУТД в части реализации функциональных модулей управления пуско-наладочной, заводской, исполнительской и управленческой (бухгалтерской) документацией строящихся объектов Концерна.

### Системно-техническая архитектура АСУТД

Ключевой особенностью АСУТД является распределенная архитектура (Рис.3), которая позволяет обеспечить бесперебойную работу с технической документацией на АС вне зависимости от работоспособности каналов связи и инфраструктуры ЦА Концерна. На каждой АС развертывается собственный экземпляр системы. Также экземпляр системы развернут в ЦА Концерна. Обмен технической документацией между экземплярами системы происходит посредством репликации технических документов через транспортную подсистему АСУТД.

На рис.4 представлены схема информационного обмена данными и документами системы АСУТД с другими информационными системами Концерна.

АСУТД интегрирована с системой управления НСИ (УНСИ) Концерна в части получения организационно-штатной структуры, формируемой в информационной автоматизированной системе управления персоналом (ИАСУП) и передаваемой в УНСИ посредством системы управления подготовкой персонала Концерна (ИППК).

Информация о документах поступает на информационный портал Концерна и информационно-аналитическую систему ТД (Витрина) и доступна для просмотра сотрудникам ЦА и всех филиалов, подключенных к



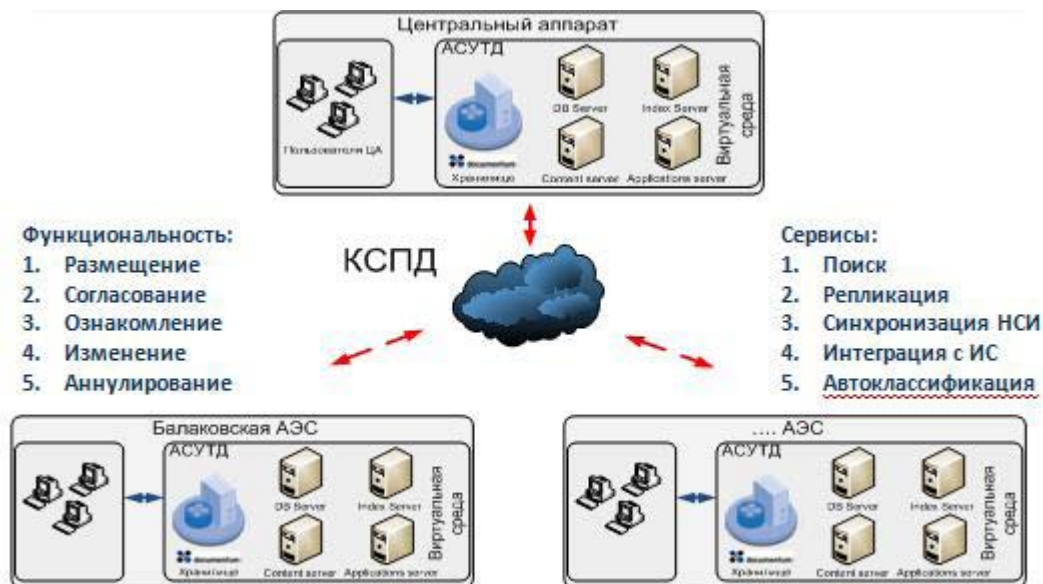


Рис. 3.



Рис. 4. Схема информационного обмена данными и документами системы АСУТД с другими информационными системами

информационному portalу или к Витрине и имеющих необходимые права доступа.

АСУТД является источником неструктурированной информации для системы учета опыта эксплуатации АЭС, посредством которой осуществляется оперативных поиск требуемой документации, хранимой в АСУТД.

АСУТД обеспечивает хранение и использование электронных копий технических документов, что не отменяет, при необходимости, хранения и использования подлинников и учетных копий оригиналов документов на бумажных носителях.

### Выводы

В настоящее время АСУТД зарегистрировано более 30 тыс. пользователей, ежегодно к АСУТД идет порядка

400 тыс. обращения, в АСУТД зарегистрировано более 350 тыс. документов и извещений.

Внедрение системы позволяет повысить эффективность управления технической документацией в ЦА Концерна и на АС за счет:

1. Обеспечения актуальной технической документацией всех работников;
2. Создания условий для информационного обмена технической документацией, как внутри организации, так и при взаимодействии с внешними предприятиями.
3. Формирования отчетов по работе с технической документацией.

В части обеспечения актуальной технической документацией сотрудников Концерна АСУТД выполняет следующие задачи:

- оперативный доступ к актуальным версиям технических документов, для каждого документа отслежива-

ется его статус в рамках жизненного цикла технического документа;

- управление своевременным пересмотром технической документации;
  - своевременное доведение всех изменений технической документации до сотрудников, использующих техническую документацию;
  - повышение оперативности работы по управлению ТД за счет перераспределения части работы с техническими документами непосредственно на ответственных сотрудников подразделений в ЦА и на АС.
- В части создания условий для информационного обмена технической документацией внедрение АСУТД обеспечивает:
- работу с актуальными электронными копиями технической документации с возможностью поиска технических документов по атрибутивной информации, тексту документов, обеспечение возможностей для семантического поиска;
  - наличие единой системы, обеспечивающей хранение и управление актуальными версиями технических документов;
  - оперативную сквозную передачу технических документов из ЦА Концерна на АС;
  - распределенный поиск и получение технических документов из электронных архивов ЦА Концерна и АС;
  - реализацию средств документационного обеспечения для внедрения систем поддержки эксплуатации АС, технического обслуживания и ремонта АС и т.п.;
  - гарантию доступности актуальных технических документов на АС даже в случае неработоспособности каналов связи КСПД.

#### Список литературы

1. Автоматизированная система управления технической документацией ОАО «Концерн Росэнергоатом». Общее техническое задание, г. Москва, 2013.
2. Автоматизированная система управления технической документацией ОАО «Концерн Росэнергоатом». Приложение В. Концептуальный проект к Общему техническому заданию, г. Москва, 2013.
3. Программа развития и внедрения автоматизированной системы управления технической документацией (АСУТД) в ОАО «Концерн Росэнергоатом» на период 2015-2017 гг. (версия 2), г. Москва, 2015
4. Программа развития технологических информационных систем АО «Концерн Росэнергоатом» на период 2018-2020 гг., г. Москва, 2018.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПОТОКОВ ДАННЫХ В АСУ ТП

*Белоусов П.А., Скоморохов А.О.*  
*Обнинский институт атомной энергетики —*  
*филиал Национального исследовательского ядерного*  
*университета МИФИ*

### Введение

В работе представлен анализ методов и алгоритмов технологии мониторинга и анализа данных, которые направлены на обработку потоков данных в режиме реального времени. Авторами предлагается использовать

данную технологию в АСУ ТП при разработке систем контроля и технической диагностики оборудования атомных станций. Рассматриваются методы анализа временных рядов для обнаружения разгерметизации трубопроводов первого контура и выявления течи на основе акустических шумов.

Обнаружение изменения свойств временных рядов и прогнозирование процессов относятся к классическим задачам технической диагностики. Традиционно используемыми методами являются различные типы контрольных карт, корреляционный и спектральный анализ, авторегрессия и экспоненциальное сглаживание. Вместе с тем, сложность реальных процессов, их нелинейность и нестационарность, статистическая зависимость сигнала и помех, негауссовское распределение шумов, приводят к постоянному появлению новых методов и алгоритмов анализа.

Современные системы диагностирования атомных станций (АЭС) призваны непрерывно выполнять в реальном времени наблюдение и анализ сотен сигналов (временных рядов). Наряду с вычислением индивидуальных статистических характеристик каждого сигнала, необходим анализ их взаимных корреляций, в том числе, с учетом запаздываний. Отдельной важной проблемой является разработка специализированных баз данных временных рядов, позволяющих эффективно работать в реальном времени с большим объемом динамической информации. Традиционные подходы с ростом числа сигналов и частоты поступления данных быстро упираются в технические ограничения по памяти системы и не позволяют проводить обработку в режиме реального времени.

Технология обработки потоков данных подтвердила свою вычислительную эффективность при анализе больших объемов информации на достаточно большом количестве экспериментов и в реальных условиях, как в режиме реального времени, так и в автономном режиме. Методы сокращения данных, методы индексирования и методы преобразования временных рядов позволяют создавать высокоэффективные системы обработки потоков данных. Применение этих методов для задач технической диагностики оборудования АЭС (например, выявление течи трубопроводов) увеличит скорость обработки данных в несколько раз, повысит точность диагностики и позволит сократить число ложных срабатываний системы.

### Системы управления потоками данных

Для преодоления указанных выше затруднений, в последние годы активно развивается технология мониторинга и обработки потоков данных (ТОПД) в системах управления потоками данных (Data Stream Management Systems, DSMS) [1]. Чтобы работа систем была достаточно эффективной независимо от используемой логической модели, DSMS должны удовлетворять следующим свойствам, описанными в статье [2]. Чтобы система обладала такими свойствами, была эффективной и производительной, в ней должны быть использованы методы сокращения данных, методы индексирования и методы преобразования временных рядов.

Временные ряды - это наблюдения, сделанные последовательно, поэтому отношение между ними дают возможность сокращать размер данных без существенной потери информации. Сокращение данных часто является первым шагом, чтобы охватить весь массив данных временных рядов и получить их краткий обзор.

Такой «быстрый и грубый» анализ по кратко изложенным данным может помочь определить период времени с необычным поведением данных. Более точное исследование таких данных позволит выбрать направление основного анализа.

Классическим методом сокращения данных является дискретное преобразование Фурье (ДФФ) [3]. Большую популярность приобретают методы вейвлет-преобразования [4] и сингулярное разложение, основанное на традиционном анализе главных компонент [5]. Также перспективным признается метод случайного проектирования данных (Random projection) [6]. На рис.1 представлено дерево решений для выбора метода сокращения данных в зависимости от характеристик временного ряда.

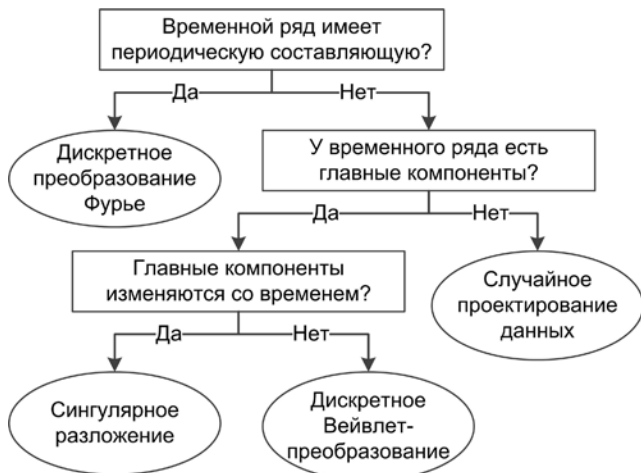


Рис. 1. Дерево решений для выбора метода сокращения данных

Используя только коэффициенты преобразования, которые содержат максимум информации, необходимо избежать бессмысленного грубого сканирования данных. Методы индексирования дают возможность организовать данные так, чтобы быстро найти данные с интересующими нас свойствами. Самым простым и часто используемым методом является метод индексирования B-tree [6]. Этот метод использует одномерную индексную структуру. Чтобы проиндексировать временные ряды, которые представлены точкой в многомерном пространстве, необходимо использовать методы, которые могут работать в таких пространствах. К ним относятся методы KD-B-tree [6], R-tree [3] и Grid File [6]. Для выбора лучшего метода индексирования данных можно воспользоваться деревом принятия решений (рис. 2).

Чтобы проверить соответствие временного ряда некоторой модели, необходимо уметь сравнивать временные ряды во времени и в различных независимых единицах измерения. Чтобы сравнить ряды с одинаковой формой, необходимо использовать операции преобразования данных, такие как сдвиг и масштабирование амплитуды временного ряда [6] и динамическое временное сжатие временных рядов (в случае, когда частота дискретизации изменяется с течением времени) [1]. На рис.3 приведено дерево решений для выбора метода преобразования рядов.

Совместное применение методов сокращения данных, методов индексирования и преобразования временных рядов дает возможность разрабатывать высокоэффективные системы обработки потоков данных, ко-

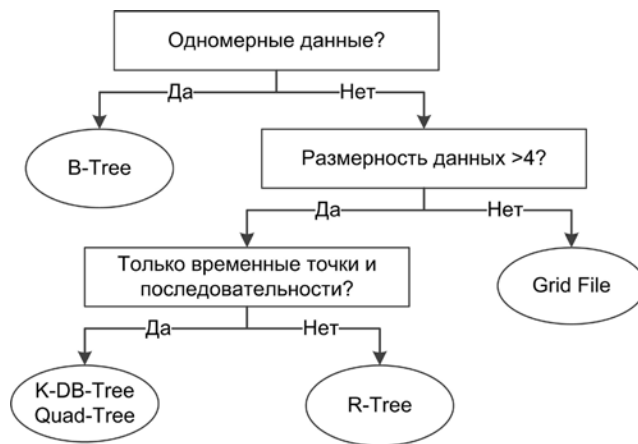


Рис. 2. Дерево решений для выбора метода индексирования



Рис. 3. Дерево решений для выбора преобразования временных рядов

торые уже зарекомендовали себя в различных областях человеческой деятельности.

### Применение технологии обработки данных для решения задач технической диагностики в АСУ ТП АЭС

Контроль оборудования АЭС в режиме реального времени является актуальной и важной задачей при разработке систем диагностирования. Существующие системы не используют эффективные алгоритмы для автоматизированного анализа потоков данных. В основном применяются методы сокращения большого объема информации с последующей записью данных на носитель информации.

Неправильный подход и выбор методов и алгоритмов обработки информации приводит к тому, что дорогостоящие системы становятся бесполезными при эксплуатации в реальных условиях.

Возникающие задачи обработки потоков данных для систем технической диагностики схожи между собой, например, задача обнаружения потоков с изменяющимися во времени свойствами (анализ каждого потока отдельно) и потоков, имеющих одинаковые свойства (анализ взаимосвязей). Например, на рис. 4 схематично показаны потоки данных S1, S2, S3 ... Sn. Квадратами обозначены элементы потока. Последовательность перечеркнутых элементов указывает на изменение свойств потока в течение некоторого времени.

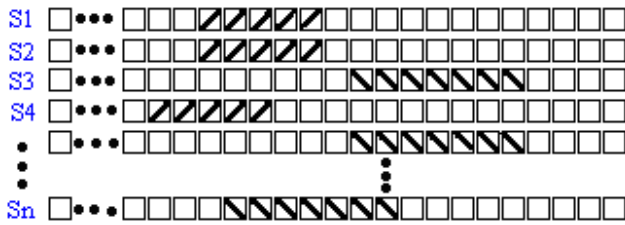


Рис. 4. Схематическое изображение потоков данных

Из рис. 4 видно, что потоки могут коррелировать по времени в течение определенного периода синхронно (S1, S2) или с запаздыванием (сдвигом) (S1, S4). Периоды, в течение которых потоки коррелируют, также могут быть разными, например, для потоков (S1, S2) наблюдается полное совпадение, а для потоков (S3, Sn) — только для двух элементов.

Чтобы разработать алгоритмы быстрого поиска коррелирующих областей потоков, необходимо воспользоваться следующими свойствами.

**Свойство 1.** Ортогональные преобразования, используемые для сокращения размерности данных, сохраняют Евклидово расстояние между двумя последовательностями  $x$  и  $y$ :

$$d(x, y) = d(X, Y),$$

где  $x, y$  — исходные данные;  $X, Y$  — преобразованные данные.

**Свойство 2.** Коэффициент корреляции двух временных рядов  $x=x_1, x_2, \dots, x_w$  и  $y=y_1, y_2, \dots, y_w$  есть

$$\text{corr}(x, y) = 1 - \frac{1}{2} d^2(\hat{x}, \hat{y}) = 1 - \frac{1}{2} d^2(\hat{X}, \hat{Y}),$$

где  $d(\hat{x}, \hat{y})$  — Евклидово расстояние между нормализованными рядами  $\hat{x}$  и  $\hat{y}$ .

$$\hat{x}_i = \frac{x_i - \bar{x}}{\sigma_x}, \quad i = 1, 2, \dots, w, \quad \sigma_x = \sqrt{\sum_{i=1}^w (x_i - \bar{x})^2}$$

**Свойство 3.** Первые коэффициенты, например преобразования Фурье, содержат большую часть информации о временном ряде. С помощью этих коэффициентов можно восстановить основную форму ряда (рис. 5).

**Свойство 4.** Точность нахождения коэффициента корреляции (используя свойство 2) будет нелинейной зависимостью от числа используемых коэффициентов преобразования. Например, для ДПФ эта зависимость показана на рис. 6.

Исследование примеров применения ТОПД показало (рис. 7), что при одном и том же времени  $T$ , необходимым для обработки  $N$  потоков данных, прямой и точный подход в несколько раз уступает ТОПД по быстрдействию. При увеличении времени  $T$ , число потоков  $N$ , обрабатываемых с помощью систем DSMS, нелинейно увеличивается по сравнению с точным методом.

С помощью ТОП можно решать большинство задач технической диагностики, для которых критичным является время обработки информации. Одной из самых важных задач диагностики ядерных энергетических установок (ЯЭУ) является проблема обнаружения разгерметизации трубопроводов первого контура, так как

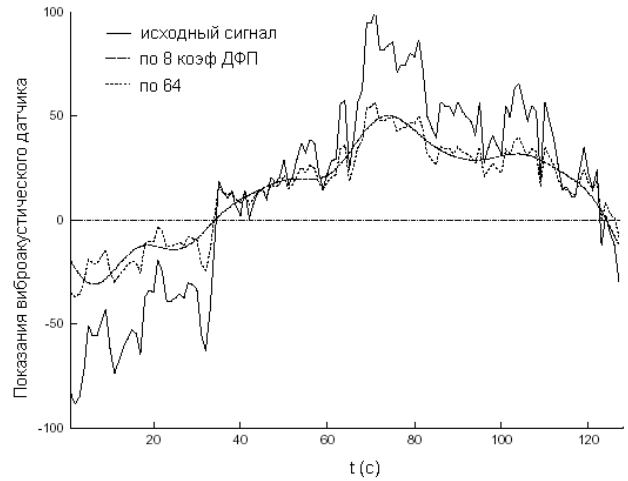


Рис. 5. Восстановление временного ряда, состоящего из 128 точек, с помощью 8 и 64 коэффициентов ДПФ

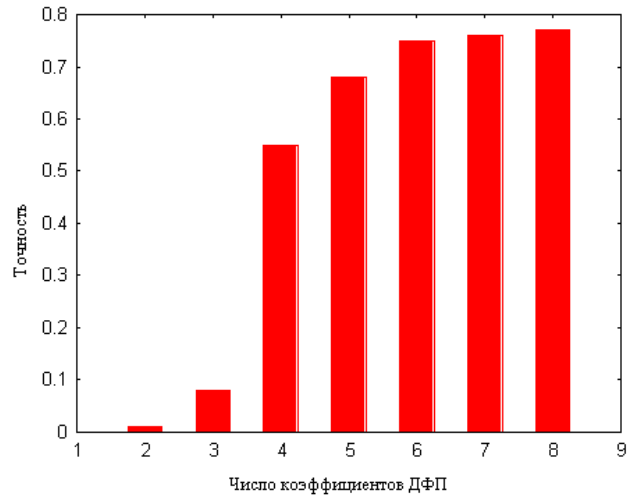


Рис. 6. Зависимость точности вычисления корреляции от числа коэффициентов ДПФ

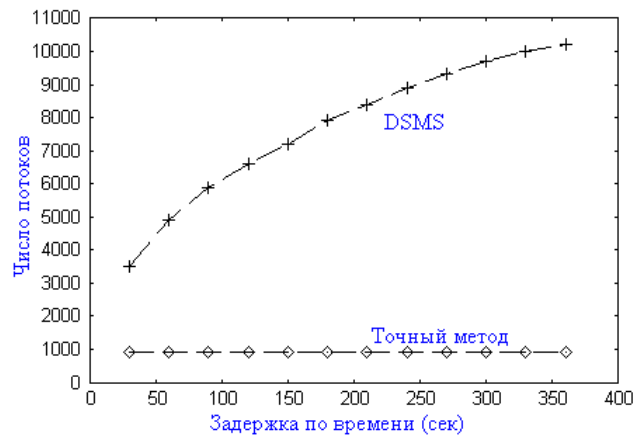


Рис. 7. Зависимость числа потоков, обрабатываемых алгоритмами, от времени, затрачиваемого на вычисления

выход активной воды (теплоносителя) может привести к очень серьезным последствиям. Одной из причин разгерметизации трубопроводов является появление в них дефектов различного типа, которые в процессе эксплуатации могут стать сквозными трещинами. Рассмотрим системы, которые применяются на АЭС для

предотвращения таких аварий, и применимость ТОПД для повышения эффективности их работы.

Одним из факторов, влияющих на появление трещин, является нахождение различных посторонних предметов в теплоносителе первого контура. Удары тяжелых предметов о стенки трубопроводов приводят к возникновению дефектов. Выявлением такого рода аномалий занимаются системы контроля свободных и слабозакрепленных частей, которые разрабатываются и уже используются на АЭС.

Для таких систем необходимы алгоритмы, которые в режиме реального времени отслеживали бы высококоррелированные участки временных рядов с учетом запаздывания для выявления моментов ударов предметов о стенки трубопроводов. Вычислив время задержки корреляций, можно определить место расположения, где происходят колебания от слабозакрепленного объекта [8],[9]. По этому направлению ведутся разработки в России (центр диагностики ДИАПРОМ).

Для исследования применимости ТОПД в данной статье были взяты данные с системы KUS (SIEMENS), установленной на Нововоронежской АЭС, которая решает схожие задачи.

Во время эксплуатации трубопроводов возможны появления сквозных трещин, что может привести к возникновению аварийной ситуации. Чтобы контролировать такие аварии, используя концепцию малой течи перед разрушением, разрабатываются системы на основе выявления течи теплоносителя по акустическим сигналам, влажности и активности. Контроль и сигнализация о появлении течи должны производиться в режиме реального времени. Также быстро должно оцениваться состояние трубопровода и размер течи. В России для реакторов ВВЭР основным разработчиком систем является ГНЦ РФ ФЭИ, для реакторов типа РБМК – НИКИЭТ.

Во всех трех системах основным критерием выявления течи является превышение сигнала от датчика выше определенного уровня. Такой подход в обработке данных является очень уязвимым. Применение ТОПД может ускорить выявление аномалии по форме временного ряда и по корреляции между сигналами, что сократит в первую очередь число ложных срабатываний и количество пропущенных целей.

В настоящее время при эксплуатации акустической системы контроля течи (СКТА), где используется 56 акустических датчиков, установленных на реакторной установке ВВЭР-100 [9], основной проблемой является появление акустических шумов, которые возникают из-за различных процессов, протекающих в теплоносителе и работы различного оборудования АЭС. Это сильно усложняет процесс выявления течи из-за того, что уровень сигнала в отсутствие течи может быть выше уровня выявления течи. Использование подхода ТОПД при анализе данных, накопленных за 10 месяцев работы СКТА, помогло выявить источники шумов и решить ряд вопросов с выбором направления для дальнейшей разработки алгоритмов обработки акустических данных.

## Выводы

Технология обработки потоков данных подтвердила свою вычислительную эффективность при хранении и анализе больших объемов информации, как в режиме реального времени, так и в автономном режиме. Рассмотренные методы сокращения данных, методы ин-

дексирования и методы преобразования временных рядов позволяют создавать высокоэффективные системы обработки потоков данных, которые могут стать новой платформой для создания систем АСУ ТП. Применение этих методов для задач технической диагностики оборудования АЭС (например, выявление течи трубопроводов) увеличит скорость обработки данных в не сколько раз, повысит точность диагностики и позволит сократить число ложных срабатываний системы.

## Список литературы

1. Белоусов П.А., Скоморохов А. О. Разработка и применение методов обнаружения изменения свойств и прогнозирования временных рядов в задачах диагностирования АЭС. Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2006. – № 3. – с. 3–12.
2. S. Babu and J. Widom. Continuous queries over data streams. SIGMOD Record, 30(3):109-120, 2001.
3. M. Schroeder. Fractals, Chaos, Power Laws: Minutes From an Infinite Paradise. W. H. Freeman and Company, New York, 1991.
4. Guttman. R-trees: A dynamic index structure for spatial searching. In B. Yorrmak, editor, SIGMOD'84, Proceedings of Annual Meeting, Boston, Massachusetts, June 18-21, 1984, pages 47-57. ACM Press, 1984.
5. E. Keogh. Exact indexing of dynamic time warping. In VLDB 2002, Proceedings of 28th International Conference on Very Large Data Bases, August 20-23, 2002, Hong Kong, China, pages 406-417, 2002.
6. Y. Zhu and D. Shasha. High Performance Discovery in Time Series: Techniques and Case Studies. Springer-Verlag, 2004.
7. Белоусов П.А., Комиссаров А.Б., Нахабов А.В., Васильковский Д.В., Гордеев А.С., Разработка новой технологической платформы для систем контроля, управления и диагностики. Ядерные измерительно-информационные технологии. – 2011. – №4 – с.42-46.
8. Белоусов П.А. Алонцева А.Н. Методы интеллектуального анализа потока данных в задачах диагностирования АЭС Аналитика и управление данными в областях с интенсивным использованием данных: XVII Международная конференция DAMDID / RCDL'2015 (Обнинск, 13-16 октября 2015 года, Россия): Труды конференции / под. Ред. Л.А. Калининченко, С.О. Старкова – Обнинск: ИАТЭ НИЯУ МИФИ, 2015 -525 С. - с. 212-217
9. Белоусов П.А., Морозов С.А., Ковтун С.Н., Бударин А.А. Основные источники фоновых акустических шумов главного циркуляционного контура реакторной установки ВВЭР-1000. / Атомная Энергия. –2007.– т. 103, вып. 3, № 207. – с.161-166.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ИЗОБРАЖЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СПЕКТРА КОЛЕБАНИЙ ОБЪЕКТА

*Друмов И.В., Мальшев Г.С.  
АО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород*

В настоящее время для проведения виброакустических исследований используется дорогостоящие измерительные комплексы. Первичными датчиками таких систем являются датчики виброускорений. Для некоторых задач применение таких датчиков затруднительно или невозможно по ряду причин:

- датчики виброускорений необходимо смонтировать в труднодоступных местах, при этом иногда задача технически нереализуема без нарушения целостности образца;
- необходимо применять материалы, изолирующие датчики от водной среды;

- массо-габаритные характеристики датчиков виброускорений могут быть таковы, что влияют на сам колебательный процесс.

Поэтому для решения подобных задач, а также для снижения себестоимости проектов, перспективными представляются бесконтактные методы измерения частоты и амплитуды колебаний. В частности, можно использовать цифровой метод обработки изображений колеблющегося объекта. Естественно, что в ряде случаев невозможно отказаться от использования специализированной аппаратуры. Однако, опыт внедрения программ цифровой обработки на предприятии АО «ОКБМ Африкантов» показал, что в случае измерений, к которым не предъявляются требования высокой точности, появляется возможность отказаться от применения дорогостоящего измерительного оборудования.

Для проведения виброакустических исследований специалистами лаборатории измерительных систем была разработана программа, которая позволяет путём компьютерной обработки изображений колеблющегося объекта определять частоту и амплитуду колебаний.

Программа позволяет фиксировать на изображении границу «объект-фон», позволяет фиксировать на изображении границу «объект-фон». Координата этой границы заносится в память компьютера, и таким образом мы получаем эпюру колебания. Далее к полученной кривой применяются спектральные методы обработки сигнала, что позволяет выявить основные характеристики колебания — это спектр колебаний, частота доминирующей гармоники, её амплитуда. Схематично процесс работы программы показан на рис. 1.

Координата границы «объект-фон» определяется в пикселях. В начальный момент работы программы указанная координата будет отсчитываться от края фотографии. Однако, после определения амплитуды постоянной составляющей спектра (эта составляющая соответствует нулевой частоте), эпюра колебаний будет строиться относительно найденного нулевого уровня. Для определения абсолютных значений амплитуд гармоник пользователь должен задать масштабирующий коэффициент, который определяет, сколько микрон приходится на один пиксель изображения.

Основная сложность состояла в определении границы «объект-фон». Данная задача была решена с использованием алгоритма Кэнни [1], который основан на построении поля градиента яркости изображения. Опишем суть данного алгоритма.

Одним из наиболее простых способов выделения границ является пространственное дифференцирование функции яркости. Для двумерной функции яркости

$F(x, y)$  перепады в направлениях  $x$  и  $y$  регистрируются частными производными  $\partial F/\partial x$  и  $\partial F/\partial y$ , которые пропорциональны скоростям изменения яркости в соответствующих направлениях [2]. Для цифровых изображений аналогами частных производных и модуля градиента являются разностные функции.

В практических задачах требуется выделять контуры, направление которых является произвольным. Для этих целей можно использовать модуль градиента функции яркости

$$|\nabla F(x, y)| = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial y}\right)^2},$$

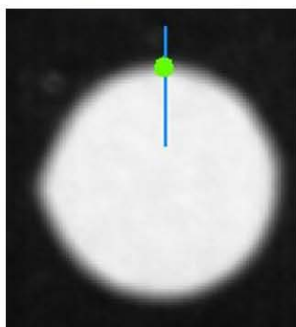
который пропорционален максимальной (по направлению) скорости изменения функции яркости в данной точке и не зависит от направления контура [3]. Модуль градиента в отличие от частных производных принимает только неотрицательные значения, поэтому на получающемся изображении точки, соответствующие контурам, имеют повышенный уровень яркости. В точках большого перепада яркости градиент имеет большую длину. Отфильтровав пиксели с длиной градиента, большей определенного порога, получим изображение границ.

Недостаток алгоритма - пропуск границы с малыми перепадами яркости и включение в число границ деталей изображения с большими изменениями яркости. При зашумлении изображения карту граничных точек будут загрязнять и просто шум, поскольку не учитывается, что граничные точки соответствуют не просто перепадам яркости, а перепадам яркости между относительно монотонными областями.

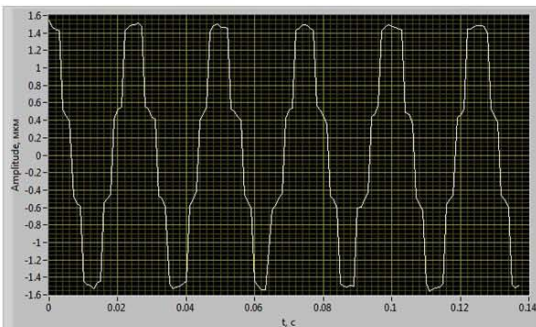
Для снижения влияния данного недостатка изображение сначала подвергают сглаживающей гауссовской фильтрации [4]. При сглаживающей фильтрации мелкие несущественные детали размываются быстрее перепадов между областями. Однако при этом четко выраженные границы расплываются в жирные линии.

Градиент яркости в каждой точке характеризуется длиной и направлением. Выше при поиске граничных точек использовалась только длина вектора. Направление градиента - это направление максимального возрастания функции, что позволяет использовать процедуру подавления немаксимумов [5]. При этой процедуре для каждой точки рассматривается отрезок длиной в несколько пикселей, ориентированный по направлению градиента и с центром в рассматриваемом пикселе. Пиксель считается максимальным тогда и только тогда, когда длина градиента в нем максимальна среди всех

Граница «объект-фон»



Эпюра колебаний



Спектр колебаний

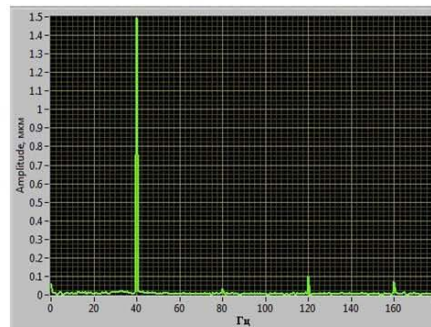


Рис. 1. Алгоритм работы программы

длин градиентов пикселей отрезка. Граничными можно признать все максимальные пиксели с длинами градиента больше определенного порога. Градиент яркости в каждой точке перпендикулярен границе, поэтому после подавления немаксимумов жирных линий не остается. На каждом перпендикулярном сечении жирной линии останется один пиксель с максимальной длиной градиента.

Перпендикулярность градиента яркости к границе может быть использована для прослеживания границы, начиная с некоторого граничного пикселя. Такое прослеживание используется в гистерезисной фильтрации максимальных пикселей [2, 5]. Идея гистерезисной фильтрации заключается в том, что длинный устойчивый граничный контур, скорее всего, содержит в себе пиксели с особенно большим перепадом яркости, и, начиная с такого пикселя, контур можно проследить, переходя по граничным пикселям с меньшим перепадом яркости.

При проведении гистерезисной фильтрации вводят не одно, а два пороговых значения [2, 5]. Меньшее ( $\alpha$ ) соответствует минимальной длине градиента, при которой пиксель может быть признан граничным. Большее ( $\beta$ ), соответствует минимальной длине градиента, при которой пиксель может инициализировать контур. После того как контур инициализируется в максимальном пикселе  $P$  с длиной градиента, большей  $\beta$ , рассматриваются каждый соседний с ним максимальный пиксель  $Q$ . Если пиксель  $Q$  имеет длину градиента, большую  $\alpha$ , и угол между векторами  $PQ$  и  $\nabla(P)$  близок к  $90^\circ$ , то  $P$  добавляется к контуру, и процесс рекурсивно переходит к  $Q$ .

Таким образом, алгоритм нахождения границ на основе градиента заключается в последовательном применении следующих операций:

- гауссовская сглаживающая фильтрация;
- нахождение градиента яркости в каждом пикселе;
- нахождение максимальных пикселей;
- гистерезисная фильтрация максимальных пикселей.

Этот алгоритм носит названия алгоритма Кэнни и наиболее часто применяется для нахождения границ.

Программа была опробована на вибростенде предприятия (рис. 2). Были проведены тестовые измерения параметров вибрации трубки длиной 600 мм. Задавались различные частоты и амплитуды виброперемещений. Измерения проводились двумя методами - с помощью датчиков виброускорений и с помощью метода цифровой обработки изображений, полученных высо-



Рис. 2. Вибростенд I-220 SA/1M

коскоростной камерой Fastec HiSpec 5. Сигнал с датчиков виброускорений обрабатывался измерительной системой LMS SCADAS Mobile.

Вибростенд I-220 SA/1M предназначен для экспериментальных исследований оборудования массой до 200 кг при воздействии синусоидальной и случайной широкополосной вибрации, а так же при воздействии динамических нагрузок.

Технические возможности вибростенда [6]:

- грузоподъемность - до 200 кг;
- частотный диапазон - 3-2000Гц;
- ускорение - до 1250 м/с<sup>2</sup>;
- размах перемещений - до 51 мм;
- размер стола скольжения - 600x600 мм;
- толкающее усилие:
- при широкополосной случайной вибрации - 5,6 кН;
- при синусоидальном воздействии - 8,0 кН;
- при ударе - 16 кН.

Камера Fastec HiSpec 5 и макрообъектив с увеличением 1:1 были предоставлены лабораторией гидро- и аэродинамических испытаний. Была проведена съемка процесса колебаний образца на вибростенде с возможностью задавать амплитуду и частоту колебаний. Скорость съемки в экспериментах составляла 1000-5000 кадров/с. Далее видеофильм преобразовывался в серию отдельных кадров и сохранялся для дальнейшей обработки.

На рис. 3 показаны спектры колебаний с максимальной амплитудой 20 мкм, полученные двумя методами. При частоте возбуждения от 80-2000 Гц и амплитудах, больших 20 мкм, наблюдается хорошее совпадение результатов. Для колебаний с амплитудами в сотни микрон результаты, полученные двумя методами, практически совпадают, что говорит о перспективности нового метода.

Точность измерений амплитуды колебаний с помощью предложенного метода определяется увеличением макрообъектива. В экспериментах использовался макрообъектив с увеличением 1:1 (фотографируемый объект может быть «отпечатан» на матрице фотоаппарата в натуральном размере). Например, круглый объект, который имеет диаметр 1 мм, оставит на матрице отпечаток в 1 мм. Проведенные эксперименты позволили определить границы применимости метода при использовании объектива 1:1. Минимальная измеряемая амплитуда колебаний составляет 20 мкм. При частоте возбуждения 80-2000 Гц и амплитудах, больших 20 мкм, спектр колебаний, полученный предложенным методом, хорошо согласуется со спектром датчика виброперемещений. Требуемое качество для измерения амплитуд виброперемещений, меньших 20 мкм, может быть достигнуто применением макрообъективов с большим увеличением.

## Выводы

Таким образом, полученные результаты подтверждают возможность использования алгоритма Кэнни для определения спектра колебаний объекта. Дальнейшее развитие метода бесконтактных измерений, основанного на цифровой обработке изображений, связано с повышением точности измерений за счёт использования макрообъективов с большим увеличением.

## Список литературы

1. Canny J.F. Finding edges and lines in images. Master's thesis. MIT, Cambridge, USA, 1983, pp.50-67.

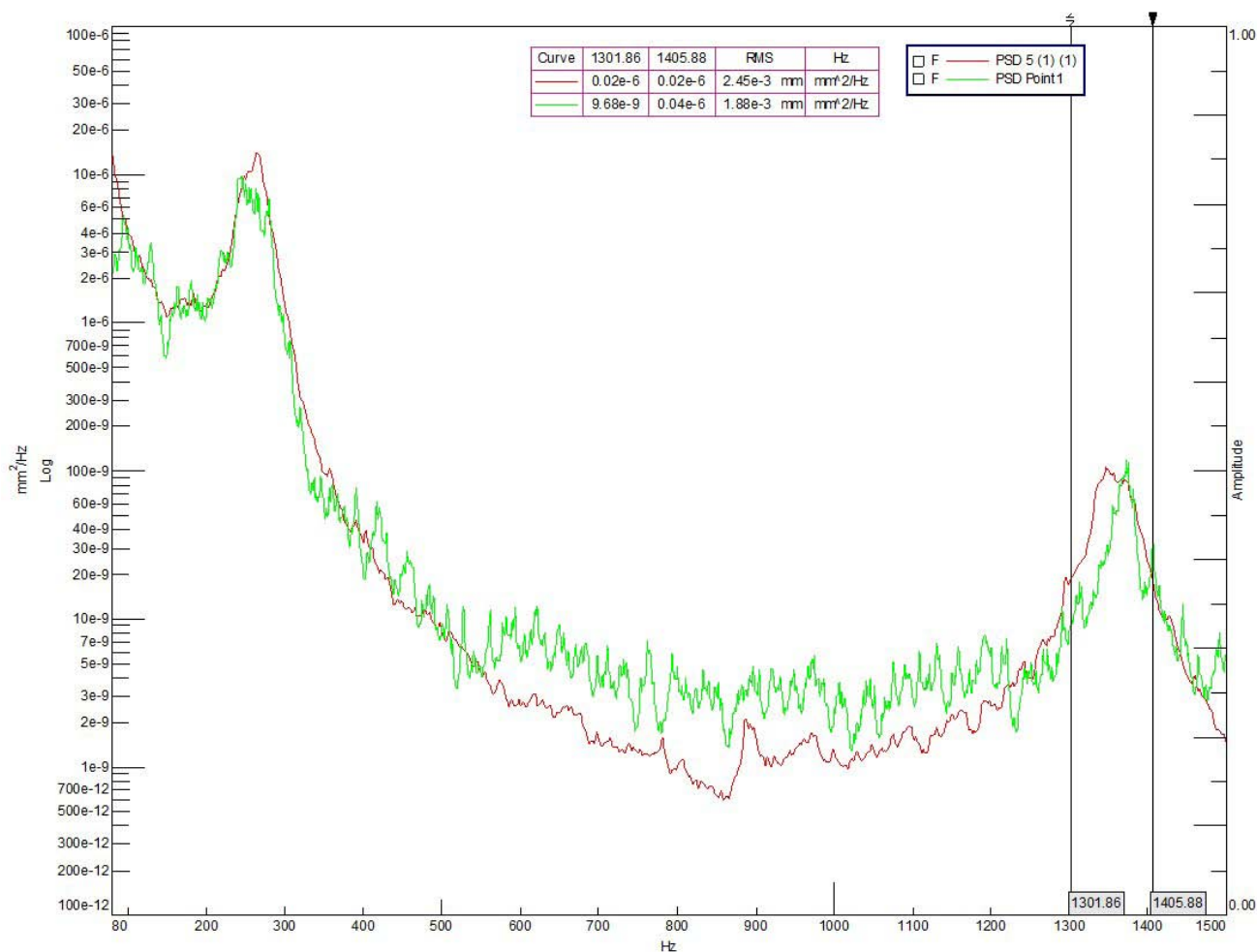


Рис. 3. Спектры колебаний, полученные с помощью метода цифровой обработки изображений и с помощью датчиков виброускорений

2. Гонсалес Р. Цифровая обработка изображений. - М.: Техносфера, 2012. - 1104 с.

3. Методы компьютерной обработки изображений / М.В. Гашников, Н.И. Глумов, Н.Ю. Ильясова и др.; Под ред. В.А. Соифера. - М.: Физматлит, 2001. - 780 с.

4. Анисимов Б.В. Распознавание и цифровая обработка изображений. - М.: Высшая школа, 1983. - 295 с.

5. Цифровая обработка изображений / Прэнт У.К. - М: Мир. - Т. 2. - 1982. - 480 с.

6. Экспериментальные исследования и испытания оборудования и систем для обеспечения создания ядерных установок / А.М. Бахметьев, А.Г. Васяткин, М.А. Камнев и др.; Под ред. А.М. Бахметьева. - Нижний Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2015. - 285 с.

## СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ И РАБОТЫ С АРХИВАМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ СВРК. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПОТЕНЦИАЛ

*Хализов М.В., Синегуб О.И. Елисеев И.А.  
НИЦ «Курчатовский институт», Москва*

### Введение

Системы внутриреакторного контроля (СВРК) на ВВЭР предназначена для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока, в том числе ядерного топлива.

На данный момент, системы внутриреакторного контроля последнего поколения, разработанные НИЦ «Курчатовский институт», успешно эксплуатируются как в России (Балаковская, Калининская, Ростовская, Нововоронежская и Ленинградская АЭС), так и за рубежом (АЭС Козлодуй, Куданкулам, Тяньвань и др.).

Практически на каждом энергоблоке с ВВЭР-1000/1200 можно встретить СВРК разработки НИЦ «Курчатовский институт».

В процессе эксплуатации система оперирует огромным количеством данных. Которые не только обрабатываются, но и архивируются. В среднем раз в 5 секунд



сохраняется порядка ста тысяч значений различных технологических параметров. Наряду с самим значением с ними могут сохраняться его достоверности, запасы до уставок и прочая служебная информация. А в среднем на один параметр сохраняется примерно 12 байт данных.

На серверах СВРК традиционно ведется два вида архивов — долговременный и оперативный. В долговременный архив запись нового значения ведется только при отклонении значения больше заданного порога. В оперативном архиве запись ведется по мере поступления данных.

На данный момент в распоряжении специалистов НИЦ «Курчатовский институт» имеются полные долговременные архивы за более чем 100 топливных кампаний.

Для большинства кампаний имеются оперативные архивы, как минимум за период выхода на мощность.

Для некоторых кампаний имеются оперативные архивы за почти всю кампанию.

### Система для работы с архивами

Архивные данные являются важнейшим источником научной информации при решении задач, связанных с совершенствованием и отладкой новых программных средств, разрабатываемых в НИЦ «Курчатовский институт». Поэтому необходимо иметь возможность управлять ими, иметь доступ и инструментарий для обработки информации.

При доступе к архивным данным штатными средствами СВРК из-за специфики системы хранения существуют некоторые сложности:

1. различия в формате данных на различных блоках;
2. отсутствие обобщающего интерфейса;
3. отсутствие быстрых систем выгрузки данных;
4. отсутствие единого API для доступа к архивным данным;
5. большое разнообразие задач, решаемых с помощью архивных данных.

Одна из основных проблем работы с архивами — отсутствие готового инструмента для извлечения данных с заданными параметрами.

Для выгрузки данных необходимо развертывать локальную копию станционного программного обеспечения. Большое количество данных сильно усложняет вопрос хранения и доступа.

В качестве решения всех указанных проблем была разработана система для работы с архивами на основе серверного приложения с WEB-интерфейсом.

Для реализации back-end была использована связка из:

1. утилиты для извлечения данных из архивных файлов — ImGHort;
2. обёртки над ImGHort на основе CGI скриптов, обеспечивающих API для работы с архивами через POST/GET запросы — ArcTool.

ArcTool поддерживает следующий функционал:

1. подключение новых архивов к системе;
2. отключение архивов от системы;
3. просмотр доступных архивов;
4. получение информации обо всех архивах за заданный промежуток времени;
5. получение информации о доступных переменных;
7. подготовка конфигурационных файлов для программы ImGHort и обработка выходных файлов;
8. создание паспортов архивов.

### 3.2. Информационные технологии в атомной энергетике

Front-end реализован на JavaScript/JQuery и представляет собой одностраничное web-приложение со следующим функционалом:

1. просмотр доступных архивов;
2. просмотр информации о доступных переменных;
3. поиск кодов сигналов (KKS);
4. выгрузка данных за промежуток времени в различных форматах и др.

Интерфейс пользователя построен по принципу «личного кабинета», включающего в себя управление запросами, результаты выборок и др. Работать с системой можно из-под любой операционной системы с графическим интерфейсом через любой современного web-браузера.

В силу больших объёмов данных и большого времени чтения сжатого архива работать с архивом в реальном времени не представляется возможным. Поэтому разработана процедура паспортизации архивов, позволяющая создавать легковесное представление содержимого архива, для оперативного поиска нужных временных срезов.

Паспорт архива представляет собой человеко-читаемый текстовый файл, содержащий краткое представление архивного файла. В паспорт вносятся усреднённые за некоторый интервал времени значения основных параметров реакторной установки: эффективные сутки, мощность, концентрация бороной кислоты, положение групп СУЗов и т. д. По этим значениям можно оценить состояние реактора на протяжении кампании. Помимо среднего значения в паспорт вносятся минимальное и максимальное значения, зарегистрированные за период усреднения. В настоящее время период усреднения составляет один час.

Для визуализации архивов разработана утилита Ggrass. С ее помощью можно проводить оценку состояния реактора и поиск необходимого режима реактора для детального анализа.

В ряде задач возникла необходимость прямой работы с API ArcTool из интерактивной среды Jupyter Notebook. Для этих целей была разработана библиотека oskdstorage.py, обеспечивающая следующие дополнительные возможности:

1. позволяет работать с несколькими слоями параллельно;
2. позволяет интегрировать работу с архивами в код на Python и выгружать архивы прямо из под Jupyter Notebook;
3. позволяет преобразовывать выгруженные данные в формат готовый для работы с библиотекой Pandas;
4. поддерживает выгрузку в batch-режиме;
5. валидация запросов на стороне клиента до отправки на сервер;
6. поддерживает выгрузку в цикле с малым и большим шагом (например, можно выгружать по 2 часа утром и вечером с шагом минута каждые сутки в течение всей кампании).

### Использование данных

Архивные данные являются важнейшим источником научной информации при решении большого спектра задач. Наиболее актуальные из них: тестирование нового функционала ПО СВРК, анализ эксплуатации РУ и разработка нового функционала ПО СВРК на основе методов машинного обучения.

Для анализа данных используется, ставший уже стандартом в индустрии, стек технологий на базе Python: Pandas, NumPy, SciPy, Scikit-learn и др.

На данный момент ведутся работы по применению различных методов поиска аномалий для задач контроля состояния измерительных каналов СВРК. Например, на основе автоассоциативных моделей и алгоритмов принятия решения на основании отклонений между моделью и измеряемыми параметрами.

Другим направлением является анализ применимости различных архитектур нейронных сетей для аппроксимации сложных взаимосвязей между различными параметрами РУ, например, между полем энерговыделения в активной зоне и показаниями температурных датчиков в горячих нитках.

Кроме того проводятся эксперименты по использованию алгоритмов снижения размерности и кластеризации для разработки новых способов представления данных о работе системы оператору СВРК.

## ЭЛЕКТРОННАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ – ИНСТРУМЕНТ СОЗДАНИЯ ЭТАЛОННОЙ БАЗЫ ЗНАНИЙ ОБ ОБЪЕКТАХ И ПРОЦЕССАХ ОБСЛУЖИВАНИЯ АЭС

*Гусаров Е.С., Соболев А.В.*  
ООО «Система», Москва

*Гуринович В.Д.*  
АО «ВНИИАЭС», Москва

### Постановка задачи

Эффективность управления жизненным циклом (УЖЦ) энергоблока атомной станции (АС), а значит и конкурентоспособность его на внешнем рынке, определяется не только сроками сооружения, но и тем, насколько эффективны инструменты его эксплуатации [1]. Это означает, что параллельно с созданием энергоблока (его проектированием, строительством, пусконаладочными и др. работами) необходимо решать задачу создания условий для информационной поддержки принятия оптимальных решений на всех этапах стадий «Эксплуатация» и «Выход из эксплуатации» жизненного цикла, опирающихся на знания об элементах энергоблока «как создано» с актуализацией всех внедряемых изменений. Имея ввиду, что между стадиями и этапами жизненного цикла должна быть обеспечена гарантированная передача инженерных данных об элементах АЭС и выполняемых процессах, что вместе составляет отчуждаемую базу знаний об энергоблоке, т.е. доступную всем субъектам УЖЦ с возможностью ее применения при создании нового объекта в любых информационных системах.

На рисунке 1 представлен «айсберг стоимости жизненного цикла» наукоемкой продукции, к которой относится и атомная станция [2].

Рисунок 1 наглядно иллюстрирует два очень важных момента:

1. Необходимость еще на ранних стадиях создания (от технического задания до начала проектирования АЭС) постановки задачи формирования информационной модели объекта как совокупности взаимосвязанных элементов – основных фондов, или как это приня-



Рис. 1. Основные составляющие стоимости жизненного цикла наукоемкой продукции

то называть – активов. Актив - это идентифицируемый предмет, вещь или объект, который имеет потенциальную или действительную ценность для организации [3]. Иначе говоря – это любой элемент АЭС, являющийся объектом обслуживания (оборудование, трубопроводы, здания, сооружения и т.д.)

2. Необходимость постоянной актуализации этой информационной модели от «как создано», до «как есть» далее на всех этапах строительства, пусконаладочных работ и последующей эксплуатации на любой планируемый период владения активами. Последнее подразумевает также и прогнозирование модели «как будет» с учетом оценки возможного изменения технического состояния актива.

Согласно серии стандартов ISO 55000, на основе которых разработан и внедрен также ГОСТ Р 55.0.02-2014/ИСО 55001:2014 [4] организация, в нашем случае – владелец АЭС, должна разработать, внедрить, поддерживать в рабочем состоянии и постоянно улучшать систему управления активами, включая необходимые процессы и их взаимодействие, разработать стратегический план управления активами, который включает документацию, описывающую роль системы управления активами в содействии достижению поставленных целей. Главной целью такой информационной системы, естественно при обеспечении всех требований безопасной эксплуатации АЭС, является минимизация стоимости владения каждым обслуживаемым элементом – активом. Рисунок 1 характеризует вклад в эту стоимость «головки айсберга стоимости жизненного цикла», а на рисунке 2 условно представлена экономическая оценка стоимости владения активами на всех стадиях жизненного цикла АС.

Иначе говоря, еще на ранних стадиях должна ставиться задача формирования информационной системы поддержки УЖЦ энергоблока. Подходы к ее созданию рассмотрены в документах МАГАТЭ [5-8 и др.], SENUF[9-11 и др.], стандартах ISO и др. документах (например, [12-15] и др.).

Управление активами АЭС в отечественной атомной энергетике в настоящее время реализуется в рамках корпоративной информационной системы (КИС), базирующейся на программных средствах системы управления ресурсами SAP ERP (Enterprise Resource Planning)

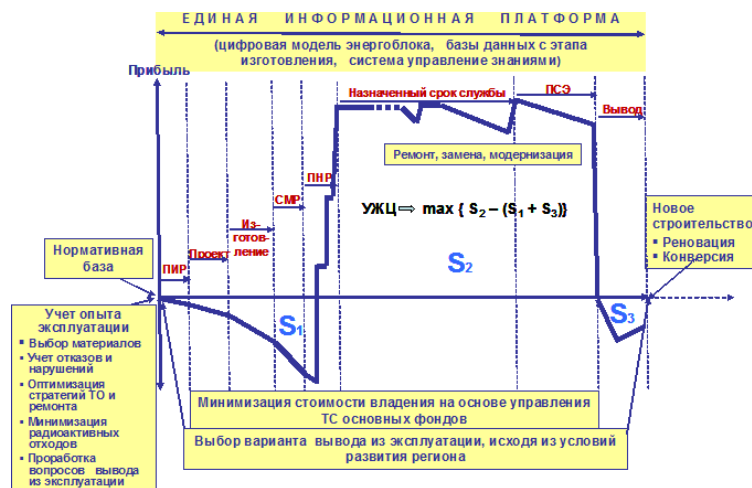


Рис. 2. Условное представление экономической оценки соотношения стоимости владения активами на всех стадиях жизненного цикла АЭС

и системы управления активами EAM (Enterprise Asset Management). Для управления активами предусмотрены модули Ventux (подсистема информационной поддержки эксплуатации) и IBM Maximo for Nuclear для информационной поддержки ТО и ремонта.

Следует особенно подчеркнуть, что длительность стадии «Эксплуатация» жизненного цикла составляет не менее 60-80 лет согласно современным требованиям к новым энергоблокам. Это означает, что за такой период неизменно произойдет неоднократная смена пользователей информационной системы и глубокие изменения в IT-технологиях. Немаловажным также является необходимость обеспечения информационной безопасности объектов отечественной атомной энергетики независимо от складывающейся в мире политической и технической конъюнктуры (включая, например, ограничения, накладываемые отдельными странами или поставщиками, что имеет место на отечественном рынке товаров и услуг зарубежных партнеров).

Указанные обстоятельства накладывают особые требования на способность информационных систем в составе КИС сохранять защищенный контент, возможность адаптации к изменяющимся информационным технологиям, интеграции с новыми программными продуктами, универсальности базовых программных средств разработки информационных систем.

Это означает, что информационная система должна включать в себя программно-независимый модуль, разработанный и актуализируемый отечественными специалистами, позволяющий структурировано накапливать всю историю для каждого элемента, влияющего на безопасность и эффективность эксплуатации АЭС, позволяющий создать электронное досье каждого обслуживаемого элемента – модуль электронной паспортизации. Данный модуль обеспечивает:

- интеграцию различных информационных систем, примененных на стадиях создания, эксплуатации и вывода из эксплуатации, в единое информационное пространство;
- создание цифрового досье (электронных паспортов) оборудования и энергоблоков, которые должны создаваться на стадии строительства и пуско-наладочных работ – отражение объекта «как есть», и актуализироваться на этапах стадии эксплуатации жизненного цикла энергоблока – отражение объекта с изменениями, вызванными необходимостью проведения работ по ремонту и модернизации, продлению срока службы.

На стадиях строительства, пуско-наладки и ввода в эксплуатацию экономический эффект от применения электронной паспортизации элементов достигается за счет оптимизации производственных процессов сооружения и пуско-наладки, а также актуализации информации о начальном техническом состоянии «как построено» объекта – энергоблока АЭС и его элементов, на чем и должны базироваться электронные досье. Их составной неотъемлемой частью являются диагностические паспорта элементов и сооружений.

На стадии эксплуатации экономический эффект от применения электронной паспортизации элементов достигается за счет применения стратегий обслуживания, максимально учитывающих реальное техническое состояние оборудования, трубопроводов и др. элементов АЭС по результатам диагностики мобильными и стационарными системами.

На стадиях продления срока службы и вывода из эксплуатации экономический эффект достигается за счет использования актуализированной на каждом предыдущем этапе информации о техническом состоянии элементов АЭС, накопленной в электронных паспортах, начиная с этапов, предшествующих эксплуатации. На этих этапах можно с минимальными затратами зафиксировать по результатам инструментального контроля начальное состояние основного металла и сварных соединений, а также выявить критические элементы и конструктивные зоны. Например, по наименьшим нормативным запасам прочности, по минимальным свойствам металла, по минимальному содержанию хрома в металле (в случае потенциальной склонности к повреждению вследствие ЭКИ) и пр.

Так, для основного оборудования РУ с опиранием на строительные конструкции, важно зафиксировать начальные отклонения последних, чтобы по результатам измерений в процессе эксплуатации оценивать фактический уровень деформаций строительных конструкций и производить (при необходимости) корректировку условий опирания оборудования или учитывать изменения условий в расчетах прочности основного оборудования РУ.

Таким образом, на начало промышленной эксплуатации блока АЭС может быть сформировано цифровое досье блока АЭС, отражающее состояние «как построено» с фиксацией всех отклонений от проектного состояния.

Мировой опыт [17,18,19] подтверждает необходимость применения систем мониторинга и технической

диагностики для оптимизации экономических показателей эксплуатации АЭС. Наличие объективной и оперативной информации о техническом состоянии ответственных элементов, отказы которых приводят к разгрузке блока АЭС – актуализированных электронных паспортов, позволяет реализовать наиболее эффективно комбинированные стратегии обслуживания с учетом технического состояния элементов и, таким образом, обеспечить достижение оптимальных экономических показателей и получение максимальной прибыли от эксплуатации АЭС. По существу речь идет о создании в составе информационной системы станционного уровня (как минимум) экспертной системы, которая принимала бы во внимание не только диагностическую информацию, но и накопленные сведения из базы знаний об объекте (паспортные данные, история эксплуатации, данные штатной системы диагностического контроля и систем оперативной диагностики, сведения о надежности однотипных объектов и т.п.). Экспертная система, собственно, и призвана решать задачу, которые в руководстве INPO AP-913 относятся к категории Predictive Analytics [17].

Подобного рода экспертная система способна выдавать объективный технический диагноз состояния оборудования, на основании которого возможно принятие обоснованного решения о продолжении эксплуатации оборудования или его ремонте, а также сроках и категориях ремонтных воздействий.

Данный модуль по сути составляет фундамент единого информационного пространства всех участников создания энергоблока АЭС и его элементов, которое является мощным инструментом практической реализации задач УЖЦ.

Несмотря на бурное развитие информационных технологий, переход к технологиям «Multi-D» [1 и др.], в настоящее время еще наблюдается наличие существенных разрывов информационного взаимодействия на этапах проектирования, сооружения, ввода в эксплуатацию и эксплуатации блока АЭС – рис. 3 [20], причиной которого во многом является отсутствие упоминавшихся электронных досье.

Электронная паспортизация элементов во многом позволяет гармонизировать информационный обмен между участниками УЖЦ АЭС за счет эффективного преодоления информационных разрывов, как условно показано на рисунке 4 и создания интегрированной информационной среды.

Эта система позволит также эффективно интегрировать информацию от отдельных пользователей, обеспечивая взаимодействие информационных систем PLM-класса (стадий создания) и EAM/EPR+PM-класса (стадий эксплуатации и вывода из эксплуатации) как показано на рисунке 5 [20].

Реализованным вариантом такого информационного решения является система 2D3 [21-24], на базе которой разработаны системы поддержки эксплуата-

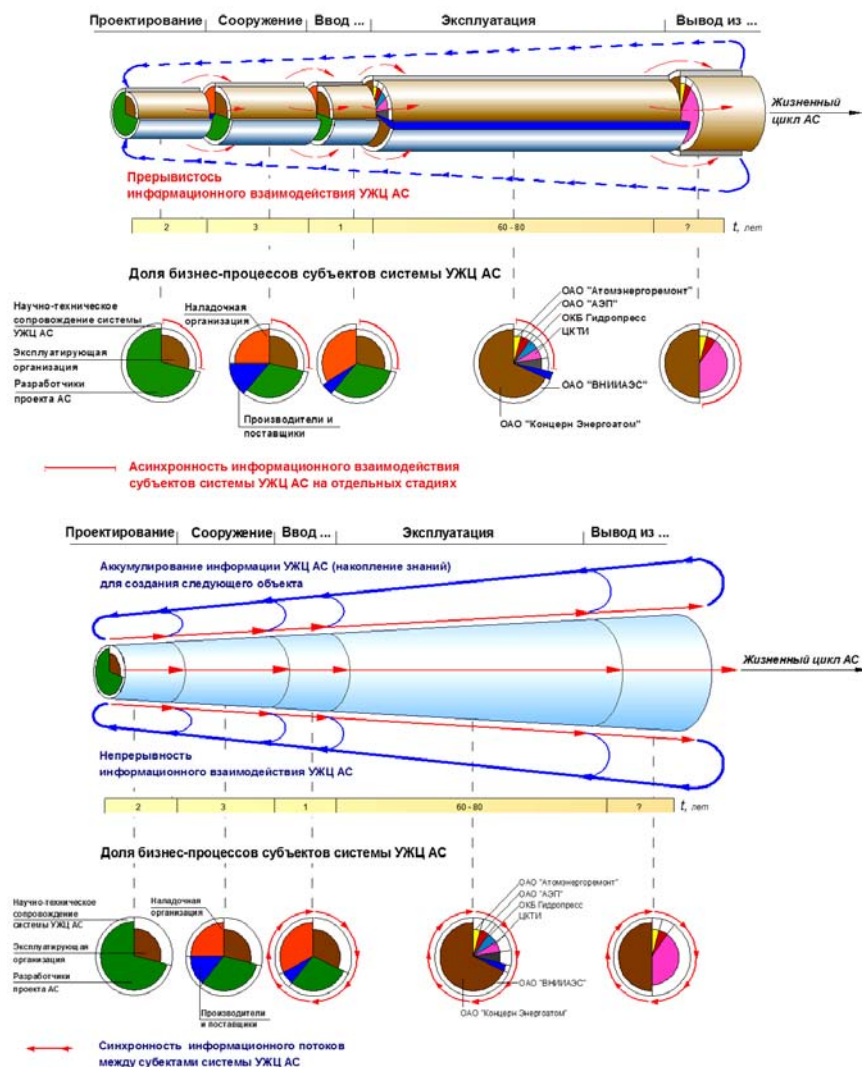


Рис. 3. Информационное взаимодействие процессов УЖЦ АЭС «как есть»

Рис. 4. Информационное взаимодействие «как должно быть»



Рис. 5. Схема взаимодействия процессов и IT средств на различных стадиях управления жизненным циклом сложных объектов

ционного персонала некоторых подразделений Калининской АЭС.

### Заключение

Для обеспечения информационной безопасности стадий эксплуатации и вывода из эксплуатации АЭС, создания единого информационного пространства участников процессов управления жизненным циклом АЭС необходимо разработать или выбрать из имеющихся на отечественном рынке и адаптировать специальное IT-решение, обеспечивающее создание отчуждаемой постоянно актуализируемой базы знаний об объектах (активах АЭС) и процессах их обслуживания. Эта база знаний должна обеспечивать возможность безболезненного перехода, при необходимости, на любые новые информационные системы и снижать до минимума риск потери накопленной информации по любым внешним по отношению к атомной отрасли причинам.

Универсальная программная система «2D3» (программный комплекс) предназначена для сбора, обработки, архивирования и предоставления информации об объектах и процессах обслуживания в составе информационной системы поддержки эксплуатации сложного объекта и может быть использована как базовый инструмент электронной паспортизации элементов АЭС на этапах строительства, пуско-наладки и стадиях дальнейшей эксплуатации и вывода из эксплуатации энергоблока. Система «2D3» может быть реализована в двух вариантах:

- специализированный модуль, интегрируемый в функционирующую систему информационной поддержки эксплуатации в любую систему классов EAM (Enterprise Asset Management – система управления активами предприятия), либо ERP (Enterprise Resource Planning – система управления ресурсами предприятия).

### Список использованных источников

1. Лимаренко В.И. III Международный научно-практический форум «Управление жизненным циклом сложных инженерных объектов. Инструменты поддержки эксплуатации». Основные итоги // Журнал «Club 3D. Инновационное проектирование», выпуск №8, 2014
2. Концептуальное проектирование и разработка системно-технических решений (функциональных моделей, типовых бизнес-процессов, методик, расчетных задач) создания системы ИЛП изделий Центр каталогизации и информационных технологий <http://www.katalit.ru>

3. ГОСТ Р 55.0.01-2014/ ИСО 55000:2014 Управление активами. Национальная система стандартов. Общее представление, принципы и терминология. Asset management. National system of standards. Overview, principles and terminology

4. ГОСТ Р 55.0.02-2014/ИСО 55001:2014 Управление активами. Национальная система стандартов. Системы менеджмента. Требования

5. IAEA-TECDOC-1651. Информационные технологии для управления конфигурацией АЭС. Information Technology for Nuclear Power Plant Configuration Management, VIENNA, 2010.

6. IAEA Technical reports series no. 448 (2006) «Plant Life Management for Long Term Operation of Light Water Reactors. Principles and guidelines»

7. IAEA-TECDOC-551 Implementation Strategies and Tools for Condition Based Maintenance at Nuclear Power Plants

8. Документ IAEA-TECDOC-1383-2003 Руководство по оптимизации программ технического обслуживания и ремонта атомных станций (Guidance for Optimizing Nuclear Power Plant Maintenance Programmes).

9. IAEA Technical reports series no. 448 (2006) «Plant Life Management for Long Term Operation of Light Water Reactors. Principles and guidelines»

10. IAEA-TECDOC-551 Implementation Strategies and Tools for Condition Based Maintenance at Nuclear Power Plants

11. Документ IAEA-TECDOC-1383-2003 Руководство по оптимизации программ технического обслуживания и ремонта атомных станций (Guidance for Optimizing Nuclear Power Plant Maintenance Programmes).

12. Усовершенствованные ядерные технологии: Рекомендации по передаче информации по новым АЭС. EPRI, Пало-Альто, Калифорния: 2009, 1019221.

13. ГОСТ Р ИСО/МЭК 15288-2005 ISO/IEC 15288:2008 Информационная технология. Системная инженерия. Процессы жизненного цикла систем / Systems and software engineering -System life cycle processes.

14. ISO 15926. Интеграция данных жизненного цикла для непрерывных производств, включая установки производства нефти и газа.

15. Система стандартов ISO 10303 (STEP - Structured Analysis and Design Technique) и ISO 1584 Parts Library (P\_LIB)

16. PAS 55-1:2008. Asset Management. Part 1: Specification for the optimized management of physical assets. BSI. 2008

17. INPO - AP 913 «Equipment Reliability Process Description» November 2001 <http://www.epri.com/search/Pages/results.aspx?k=AP+913+equipment+Reliability+Process+description&spell=0>

18. Гуринович В.Д., Янченко Ю.А., Шехватов Д.Б., Савельев В.А. Современные подходы к управлению техническим обслуживанием и ремонтом оборудования тепловых и атомных станций. Доклад на заседании семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», Иркутск, 2013 г.

19. Дементьев В.Н., Гуринович В.Д., Янченко Ю.А. Системный подход к информационной поддержке процессов ТО и ремонта атомных станций // Атомные электрические станции России. XX лет ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2012. С. 159–170

20. Гуринович В.Д., Янченко Ю.А. Информационная поддержка ТО и ремонта на всех стадиях жизненного цикла энергоблоков ВВЭР ТОИ. Доклад на семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», Иваново, 2011 г.

21. Гусаров Е.С., Гусаров А.Е., Соболев А.В., Гуринович В.Д., Янченко Ю.А., Зеленин А.В. Отработка технологий пространственного моделирования объектов и процессов неразрушающего контроля элементов трубопроводов АС с последующей интеграцией в систему информационно-аналитической поддержки эксплуатации. Доклад на семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», Иркутск, 2013 г.

22. Гусаров Е.С., Соболев А.В., Гуринович В.Д., Янченко Ю.А., Савельев В.А. Создание цифрового досье оборудования и энергоблока «как есть» с применением средств мониторинга и диагностирования в составе информационной системы поддержки эксплуатации сложных объектов на примере АЭС. Тезисы докладов семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», С-Петербург, 2014 г.

23. Гусаров Е.С., Гуринович В.Д., Янченко Ю.А. Объемное моделирование как эффективное средство повышения наглядности и информативности описания технического состояния сложных объектов «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», Морское, 2010 г.

24. Гусаров Е.С., Гуринович В.Д., Горбунов Ю.С., Соболев А.В., Янченко Ю.А. Программный комплекс информационно-аналитической поддержки процессов неразрушающего контроля металла элементов АЭС с применением методов визуализации объектов и процессов контроля «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», Баку, 2012 г.

## ИНТЕГРИРУЮЩИЙ ПРОЕКТ КАК ИНСТРУМЕНТ СОЗДАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЖЦ ОИАЭ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ПН «ПРОРЫВ»

*Корчененков Д.А., Катаевич А.М., Николаев М.С.  
Частное учреждение «ИТЦП «ПРОРЫВ», Москва*

### Введение

Проектное направление «Прорыв» (ПН) — одно из главных в современной мировой ядерной энергетике, реализуемое в России ведущими отраслевыми учеными и специалистами. В рамках ПН предусматривается создание ядерных энергетических технологий нового поколения на базе замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ) с использованием реакторов на быстрых нейтронах. В разработке решений участвуют более 30 организаций: отраслевые институты, ВУЗы, институты РАН, крупнейшие предприятия ГК «Росатом». На базовых предприятиях создано 9 центров ответственности, которые объединяют группы высококвалифицированных специалистов, обладающих необходимым набором компетенций для решения научно-технических задач в рамках частных проектов ПН. В настоящее время на стадии строительства находится опытно-демонстраци-

онный энергетический комплекс (ОДЭК) с реакторной установкой (РУ) БРЕСТ-ОД-300 в г. Северск (Томская область), разрабатывается обливочный/эскизный проект (ОП) промышленного энергокомплекса (ПЭК) с РУ со свинцовым теплоносителем (БР-1200), разработаны материалы проекта энергоблока Белоярской АЭС с РУ с натриевым теплоносителем мощностью 1200 МВт (БН-1200).

Необходимость применения прогрессивных инструментов управления процессами в рамках жизненного цикла (ЖЦ) объектов ПН продиктована следующими ключевыми особенностями:

- разнородностью информационных и расчетных средств, а также подходов к их использованию в связи с большим числом участников и широтой спектра решаемых задач;
- высокой изменчивостью/вариативностью проектов ПН в связи с использованием результатов большого числа параллельно проводящихся НИОКР (R&D).

Для сопровождения процессов ЖЦ объектов ПН создано единое информационное пространство (ЕИП) — совокупность баз данных, каналов передачи данных, аппаратно-программного обеспечения и методологий, обеспечивающая совместную работу участников проекта, общие информационные сервисы для частных проектов и интеграцию с ИТ-системами частных проектов. ЕИП аттестовано по классу защищенности и обеспечивает быстрый и безопасный доступ всех участников ПН «Прорыв» к Информационной модели, Системе управления требованиями, Интегрирующим проектам и другим сервисам и ресурсам.

### Информационная модель

При разработке проектов в рамках ПН создается и актуализируется информационная модель (ИМ) — непрерывно пополняемая структурированная совокупность электронных данных и документов об объектах и технологиях ПН, необходимая и достаточная на каждом этапе жизненного цикла (размещения, проектирования, сооружения, пуска-наладки, эксплуатации и вывода из эксплуатации) для:

- научно-технического обоснования принятых решений;
- проверки критериев конкурентоспособности применяемых решений;
- лицензирования проектов объектов ПН.

Информационная модель, по своей сути, является базой знаний о проектах, так как содержит в себе всю документально зафиксированную информацию о проекте (историю проекта) и развитые средства поиска. Информация структурирована с помощью трех представлений — архитектурно-строительного, функционально-технологического и конструкторского, и связана с дорожной картой и требованиями. Информационная модель является основой формирования остальных систем, связывая их друг с другом.

### Система управления требованиями

Система управления требованиями (СУТ) ведет учет требований ПН и их изменений. Для каждого требования предусмотрена возможность проверки степени его обоснования. Для чего ответственные исполнители в процессе и по окончании соответствующих работ загружают обосновывающие документы в ИМ и устанавливают связь с соответствующим требованием и дорож-

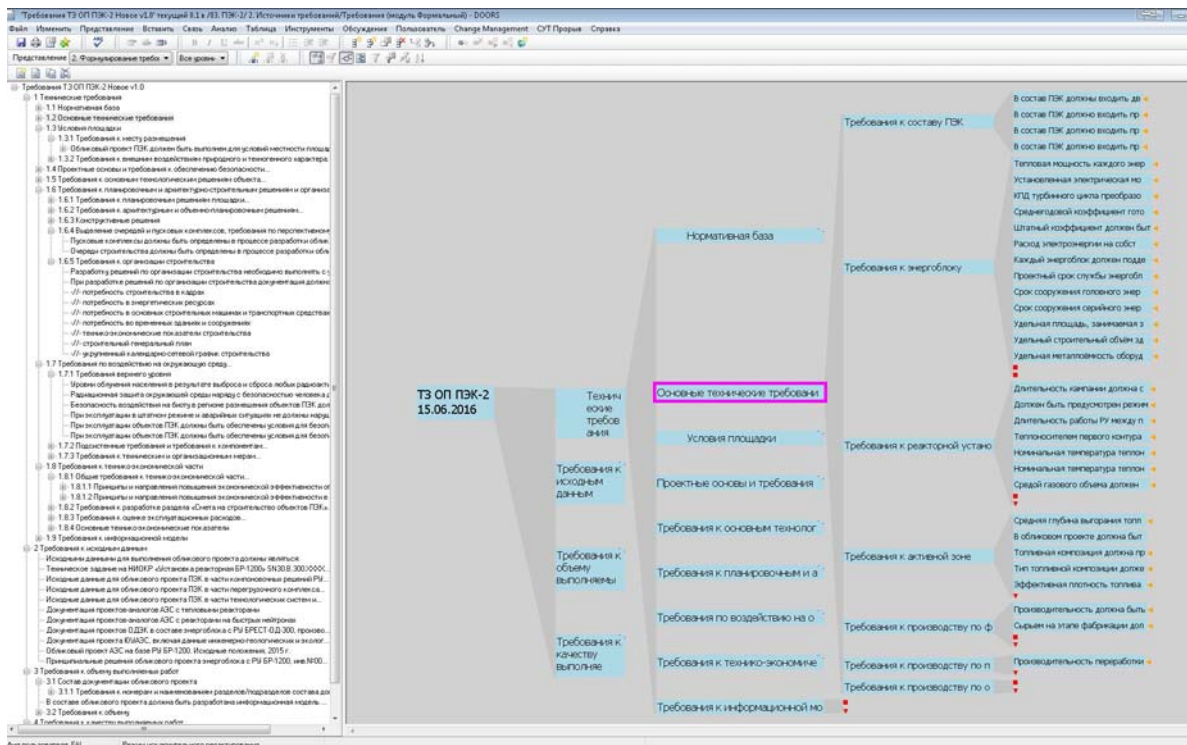


Рис. 1. Структура требований к ОП ПЭК в СУТ

ной картой. Структура требований к ОП ПЭК в СУТ приведена на рисунке 1.

### Интегрирующий проект

Интегрирующий проект (ИП) – совокупность электронных данных и документов проектного направления «Прорыв», содержащая актуальную проектную, конструкторскую и технологическую документацию объекта, а также расширенные возможности контроля данных (в частности: 3D-модель, имитационную 4D-модель, строительную 4D-модель и математическую модель объектов) для моделирования всех этапов жизненного цикла с целью своевременного (в том числе, опережающего на этапе создания) анализа/оптимизации характеристик объекта и технологических процессов. ИП является частью ИМ. ИП на стадии эксплуатации объекта дополняется и используется эксплуатирующей организацией.

ИП позволяет получить доступ к визуальному представлению объектов в формате 3D и взаимосвязанной

с элементами модели документацией, размещенной в ИМ. В системе представлены проектные 3D-модели площадки, зданий, сооружений, упрощенные модели оборудования и связанные с ними детальные конструкторские 3D-модели (рисунок 2). Визуальное представление ИП представляет собой единый упорядоченный массив информации на базе объектного представления его структуры для управления/контроля (с помощью СУТ) и принятия научно-технических и организационных решений на всех стадиях ЖЦ объекта и его отдельных элементов (с помощью ЕИП в целом) за счёт:

- объединения в структуре ИП итоговых результатов создания объектов ПН с представлением обобщенных технических характеристик;
- опережающего построения объекта в виртуальном пространстве и проверки работоспособности и безопасности с помощью инструментов расширенных возможностей контроля данных (3D представление объекта, схемные решения технологической и инженерной частей проекта).

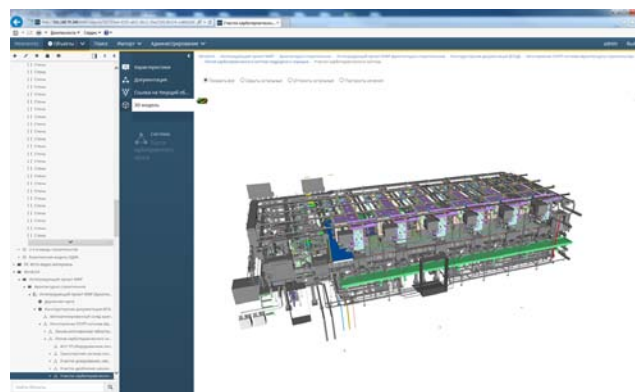


Рис. 2. Визуальное представление проектной и детальной конструкторской 3D-модели в ИП на примере ОДЭК

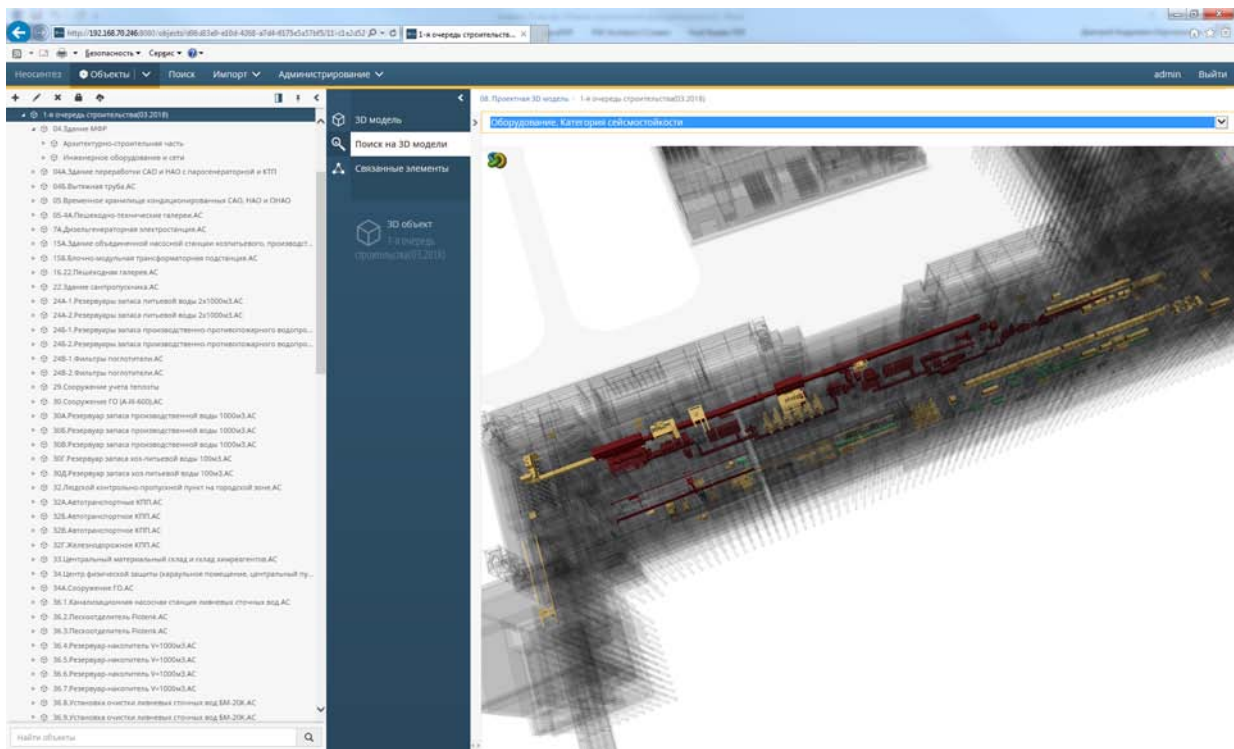


Рис. 3. Визуализация характеристик оборудования цветовой индикацией

3D-модели в системе визуального представления содержат мета-данные, за счет которых пользователи могут производить выборку объектов, составлять спецификации, присваивать цветовую индикацию (рисунок 3). Использовать данный инструмент может широкий круг участников ПН, поскольку доступ к нему осуществляется через ЕИП посредством веб-браузера.

### Имитационные 4D-модели

Имитационные модели технологических процессов и систем производств топливной части ЗЯТЦ (фабрикации /рефабрикации топлива, переработки топлива и обращения с РАО) позволяют исследовать взаимосвязанную работоспособность, эффективность, контроль и управляемость производств. Это можно делать как на уровне отдельных процессов, узлов, установок и технологических переделов, так и на уровне производств в целом в условиях пусковых, переходных, стационарных режимов в виде 4D-моделей, учитывающих кинематические, технологические связи, особенности и ограничения. Визуализация технологического процесса с расчетной циклограммой для фабрикаци / рефабрикации топлива ОДЭК представлена на рисунке 4.

Имитационные модели состоят из:

- 4D-моделей основного технологического оборудования производственных линий, грузоподъемных механизмов и транспортного оборудования линий, размещенных внутри зданий;
- расчетной модели циклограмм работы оборудования и занятости операционного персонала с детализацией до производственных установок и технологических операций;
- расчетной модели материальных потоков, включая состав основных потоков делящихся материалов.

При разработке используются проектные и конструкторские 3D-модели зданий и оборудования, разработанные в центрах ответственности и на предприятиях-изготовителях оборудования.

Кроме того, разрабатываются и применяются имитационные модели для поиска устранения возможных пространственно-временных коллизий при заменах и ремонте оборудования энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300. На рисунке 5 представлен фрагмент визуализации процесса замены ГЦНА в центральном зале РУ БРЕСТ-ОД-300:

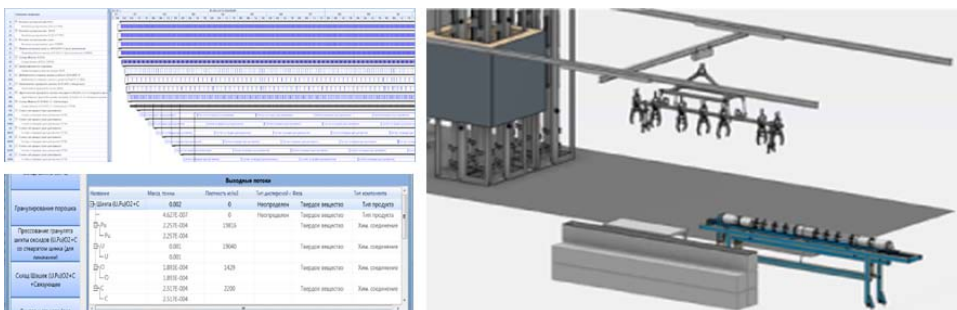


Рис. 4. Визуализация технологического процесса с расчетной циклограммой для фабрикаци / рефабрикации топлива ОДЭК



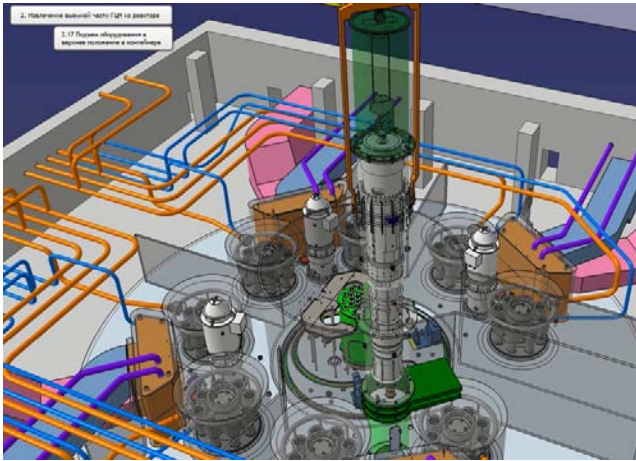


Рис. 5. Визуализация техпроцесса замены ГЦНА РУ БРЕСТ-ОД-300

### Интегральная расчетная математическая модель ОДЭК

Интегральная расчетная математическая модель (ММ) ОДЭК предназначена для динамического моделирования работы ОДЭК (энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300 и модулей пристанционного ЗЯТЦ) в номинальном и отдельных переходных и аварийных режимах.

Анализ совместной работы моделей с учетом максимального числа интерфейсов, опережающий строительно-монтажные и пуско-наладочные работы, позволяет оценить связанное в единый производственный цикл функционирование будущих объектов и выявить возможные коллизии по технологическим параметрам.

Ключевая особенность — интегральная модель не разрабатывается полностью «с нуля», а создается из частных расчетных и имитационных моделей (в том числе, разработанных на базе кодов нового поколения), уже применяющихся в различных центрах ответственности ПН. Это позволяет обеспечить максимальную вовлеченность авторов исходных моделей в процесс поиска и устранения выявленных коллизий, а также прикладное использование результатов связанных расчетов.

Функции интегральной расчетной ММ:

- контроль полноты и непротиворечивости проектных данных;
- расчетная проверка проектных решений (по аналогии с работами в проекте АЭС ВВЭР-ТОИ);

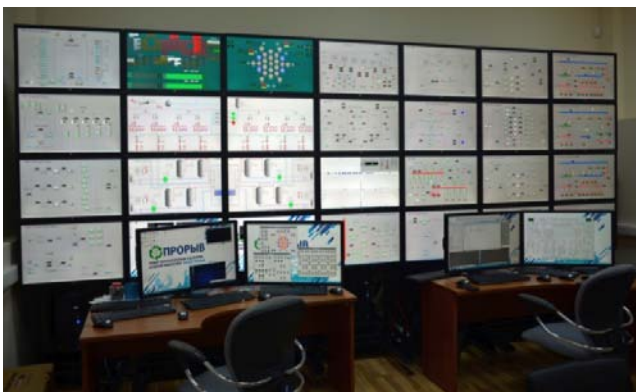


Рис. 6. Полигон математического моделирования

- разработка и автоматизированная проверка инструкций, оптимизация загрузки персонала;
- использование для создания тренажеров ОДЭК на учебно-тренировочном и информационном центре (исключает дублирование затрат при разработке тренажерных моделей);
- обучение для студентов профильных вузов.

Полигон с загруженной интегральной расчетной математической моделью энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300 приведен на рисунке 6.

### Программный комплекс для моделирования действий персонала и оптимизации его загрузки

В ПН разработано и применяется программное средство для моделирования действий персонала по управлению объектами ОДЭК, позволяющее на основе эксплуатационных инструкций либо экспертных оценок создавать электронные процедуры управления, по которым строятся диаграммы загрузки персонала.

Электронные процедуры управления разрабатываются совместно с конструкторами АСУ ТП и специалистами эксплуатирующей организации и в дальнейшем будут использоваться для разработки эксплуатационных инструкций и обучения персонала.

### Строительная 4D-модель

Строительная 4D-модель предназначена для верификации и оптимизации организационно-технологических решений по строительству объекта (проектов организации строительства, проектов производства работ, календарно-сетевых графиков). Модель формируется путем увязывания элементов 3D-модели и работ календарно-сетевого графика. Наполнение атрибутивной информацией работ календарно-сетевого графика позволяет формировать отчеты о потребностях в ресурсах, прогрессе освоения капитальных вложений и физических объемов. Применение инструмента на этапе строительства позволяет визуализировать плановое и фактическое состояние объекта, анализировать прогресс выполнения работ и принимать решения о необходимости проведения компенсирующих мероприятий, а также проводить анализ решений на несоответствия:

- Пространственно-временные, а именно выявляются;
- Коллизии при выполнении организационно-технологических операций;
- Несоответствия временных и пространственных положений материальных ресурсов;
- Неучтенные объекты в графике и сметах.
- Ресурсные в части распределения трудовых и материальных ресурсов по периодам строительства.

Строительная 4D-модель ОДЭК представлена на рисунке 7.

### Обликовый проект

Обликовый (концептуальный, эскизный) проект (ОП) — начальная стадия ИП, характеризующаяся минимальной степенью проработки объекта с фиксацией ключевых параметров для оценки итоговых технико-экономические показатели. Целью ОП является определение основных технических решений и технико-экономических показателей для целей последующего проектирования с учетом требований обеспечения

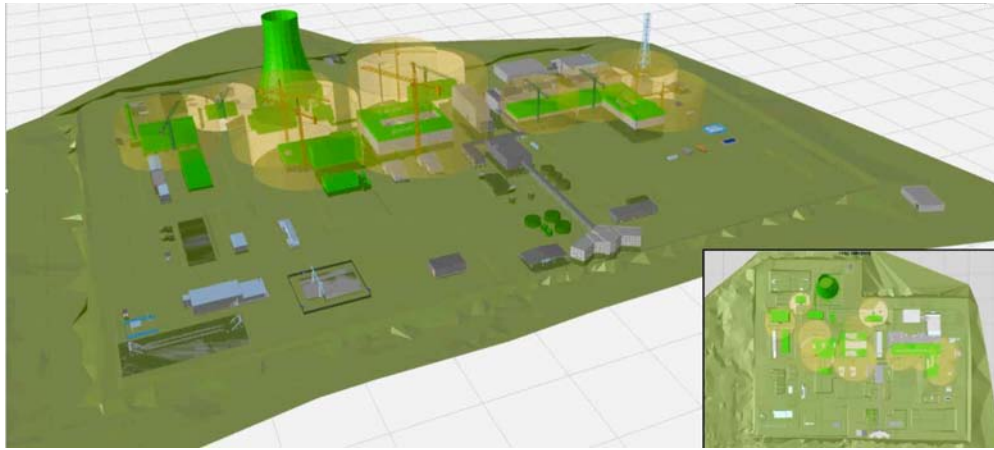


Рис. 7. Строительная 4D-модель ОДЭК

конкурентоспособности. Как инструмент поиска таких решений, а затем и как доказательство возможности их достижения, разрабатываются и используются 3D-модели основных зданий, сооружений и оборудования, а также основные принципиальные схемы технологических систем.

Результаты обличового проекта могут использоваться при принятии решений о технико-экономической целесообразности выполнения НИОКР и при разработке проектной и конструкторской документации. В рамках обличового проекта должен быть определен перечень, и оценена стоимость требуемых НИОКР, разработаны предложения по корректировке существующей нормативной документации или выпуску новых нормативов. Неотъемлемым атрибутом обличового проекта является информационная модель, содержащая документы, 3D-модели, визуальную модель сооружения (4D-модель), информационную модель требований к проекту.

По сравнению с принятой практикой, концепция «обличового проектирования» позволяет с использованием минимальных временных и финансовых затрат:

- рассмотреть множество вариантов реализации объекта в ограниченные сроки с выделением перспективных направлений оптимизации;
- с точки зрения готовности к реализации выявить критические элементы, сформировать запрос на разработку (материалы, конструктивы, технологии);
- при необходимости – инициировать изменения нормативной базы с учетом разработанных новых технологий.

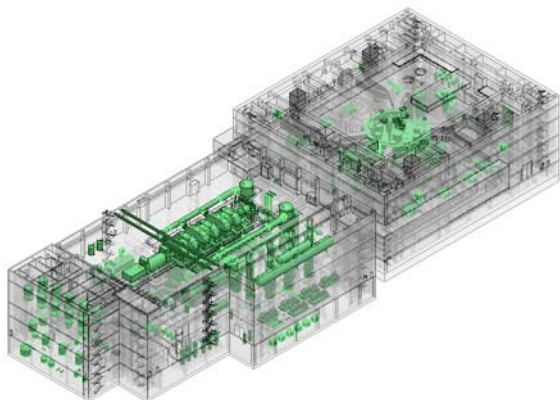


Рис. 8. 3D-модели основных зданий энергоблока и промплощадки ПЭК на стадии ОП

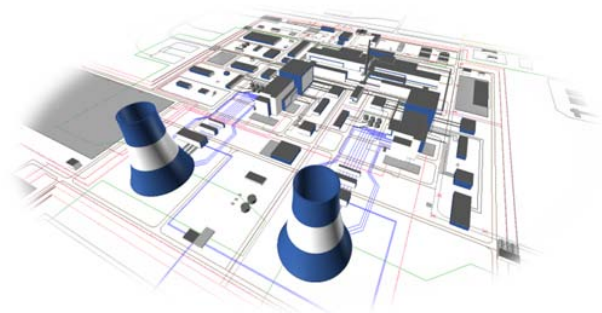
В настоящее время ОП (рисунок 8) разрабатывается для промышленного энергокомплекса (ПЭК) на базе РУ БР-1200 в составе:

- двухблочной АЭС с энергоблоками на базе РУ БР-1200;
- производств ЗЯТЦ (изготовление и переработка ЯТ).

### Текущие результаты применения инструментов ИП

Благодаря применению инструментов ИП на объектах ОДЭК в 2017 году удалось достигнуть следующих результатов:

- степень наполнения и инструменты ИП позволили провести оптимизацию проектной документации модуля фабрикациии /рефабрикациии топлива и энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300 – экономия совокупно составила 11,6 млрд. руб.;
- визуальная модель ИП (модуля фабрикациии /рефабрикациии топлива и энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300), соответствующая актуальным результатам НИОКР и рабочей документации, позволила выявить и устранить несоответствия для последующего монтажа оборудования;
- имитационная модель модуля фабрикациии /рефабрикациии топлива позволила продемонстрировать возможность увеличения мощности производства топлива с 14 до 25 т/год без необходимости модернизации (и до 30-35 т/год при модернизации);
- проверены на выполнимость операции процесса замены и ремонта главного циркуляционного насоса



сного агрегата (ГЦНА) в центральном зале энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300 в актуальной геометрии, что позволило визуализировать техпроцесс, выявить ряд коллизий по используемому оборудованию и организации работ;

- организованы работы по оптимизации и обоснованию численности персонала ОДЭК;
- получены практические результаты (своевременно выявлены ошибки и несоответствия) при разработке электронных процедур управления в ходе верификации руководств по эксплуатации оборудования модуля фабрикации / рефабрикации топлива;
- на ранней стадии разработки выявлены коллизии и разработаны рекомендации по корректировке технологической документации и схемы модуля переработки ЯТ.

Применение инструментов ИП при разработке об­ликового проекта ПЭК БР-1200 в 2017 году позволило:

- оптимизировать компоновочные решения основного оборудования и архитектурно-строительные решения основных зданий;
- оценить и оптимизировать (сокращение на 5 месяцев) сроки возведения здания машинного зала в зависимости от варианта конструктивного исполнения (получены объемы основных работ и материалов, сроки и стоимости возведения);
- разработать варианты здания хранилища ЯТ для двух энергоблоков с РУ БР-1200 для оценки экономического эффекта;
- оптимизировать титульный список и компоновочные решения объектов промплощадки ПЭК применительно к требуемой площадке АЭС;
- произвести оценку стоимости сооружения ПЭК и его конкурентоспособности.

### Выводы

1. Организованные в цифровом пространстве работы проектного направления «Прорыв» позволяют использовать для анализа опережающее представление объектов в виртуальной среде;

2. Применяемые инструменты интегрирующего проекта позволили консолидировать управление и результаты разработок (НИОКР) проектного направления «Прорыв», а также обеспечить эффективное взаимодействие участников в условиях постоянной оптимизации проектов с оперативным учетом результатов параллельно выполняемых НИОКР и мероприятий ПСР;

3. Применение инструментов ИП продемонстрировало практическую пользу на примере результатов, полученных по проектам ОДЭК (стадия проектирования и сооружения) и ПЭК (стадия проектирования) в 2017 году, а также позволит оптимизировать управление объектами и на последующих стадиях ЖЦ.

## РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ, МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОМПОНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС «ХАНХИКИВИ-1»

Догов А.А.

АО ИК «АСЭ», г. Нижний-Новгород

### Введение

В докладе приводится методика моделирования и организации компоновочных решений средствами системного анализа. Приводится описание реализованных алгоритмов компоновки оборудования и помещений, основанных на применении генетических алгоритмов и методов кластерного анализа. Разработана математическая постановка задачи размещения оборудования, а также аналитические и процедурные модели решения таких задач. Описана реализация с применением математических пакетов. Представлены примеры использования предложенного инструментария при компоновке ядерного острова АЭС «Ханхикиви-1», определены отличительные особенности и функциональные возможности.

### Математическая формулировка задачи компоновки

Задача компоновки может быть сформулирована следующим образом: определить с учетом всех правил, требований и ограничений такое пространственное расположение оборудования технологических систем с заданной структурой технологических связей и такие габариты производственного помещения, при которых объём занимаемый оборудованием был бы минимальным.

Основная сложность в постановке задач эффективной компоновки заключается в выборе целевой функции (ЦФ). Это связано, в первую очередь, с большим количеством критериев оптимальности, на основе которых формулируется ЦФ. Если размещаемые объекты аппроксимировать простейшими геометрическими фигурами или их комплексами, то в практике проектирования основным критерием оптимизации компоновки может являться коэффициент заполнения пространства (1) (коэффициент плотности компоновки):

$$K_V = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{V_{all}} \quad (1)$$

где  $V_i$  — объём  $i$ -го оборудования;  $n$  — количество единиц оборудования;  $V_{all}$  — объём производственного помещения, в котором производится компоновка.

Для двумерной задачи (2):

$$K_S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{S_{all}} \quad (2)$$

Тогда ЦФ имеет следующий вид:

$$Extr_{K_V \rightarrow 1} V(R), \text{ при } R \in V_M$$

где  $V$  — объём размещения;  $S$  — площадь;  $R$  — оптимальный вариант размещения всего оборудования.

При постановке задачи оптимизации компоновки также следует учесть следующие ограничения и допущения:

- наличие зон для ремонта и обслуживания оборудования:

$$W_i = Weq_i + Wserv_i, \quad H_i = Heq_i + Hserv_i$$

- отсутствие пересечений площадей оборудования друг с другом:

$$S(F_{i_1}) \cap S(F_{i_2}) = \emptyset; \quad i_1, i_2 = 1, \dots, n; \quad i_1 \neq i_2$$

- отсутствие пересечений оборудования с элементами конструкции:

$$S(F_i) \cap S(F_j) = \emptyset; \quad i = 1, \dots, k; \quad j = 1, \dots, n$$

- минимальное расстояние между связанным оборудованием:

$$\bar{R}(F_i) - \bar{R}(F_j) \rightarrow \min \quad Con(F_i, F_j) \rightarrow \max$$

где  $\bar{R}(F_i)$  радиус-вектор положения оборудования  $F_i$ , а  $Con(F_i, F_j)$  - некая функция связи оборудования  $F_i, F_j$

Таким образом, указанные выше выражения представляют собой математическую постановку задачи оптимизации компоновки.

Для поиска оптимальной последовательности размещения оборудования предлагается использовать генетический алгоритм (ГА), который оперирует понятиями «хромосома», «популяция», «генетические операторы» (ГО), адаптированные к решению задачи оптимальной компоновки.

### Применение генетического алгоритма для задачи компоновки

Все возможные решения задачи представлены в виде множества «популяции» особей:  $R_{all} = \{R_0 \dots R_j\}$ . Каждая особь имеет хромосому  $R_i = \{F_0 \dots F_n\}$  – совокупность параметров, описывающих информацию об одном из вариантов расположения оборудования, где  $n$  – общее число оборудования в помещении, длина хромосомы;  $F_i$  – ген, размещения  $i$ -ой единицы оборудования который несет в себе информацию о расположении оборудования и его размерах.

Краткое описание генетического алгоритма

0. Генерация первой популяции с размером  $n$ .
1. Селекция. Выбор родителей.
2. Скрещивание генов родителей.
3. Мутация. Случайное изменение потомков.
4. Оценка пригодности потомков.
5. Выбор лучшего потомка в новое поколение (выбор осуществляется по коэффициенту плотности компоновки).
6. Вычисление ЦФ для всех членов популяции.
7. Упорядочивание популяции по убыванию ЦФ.
8. Проверка условия останова. В случае успеха – конец, если нет – переход к п. 7.
9. Выбор некоторого подмножества особей и применение ГО к данным особям.

Исходная матрица связей систем

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	A	B	C	D	E	F	G	H	X	Y	Z	
0	A	5	0	0	0	2	2	2	0	0	2	0
1	B	0	5	1	1	5	0	0	0	0	0	5
2	C	0	1	5	4	0	5	0	0	4	0	5
3	D	0	1	4	5	0	5	0	0	0	0	2
4	E	2	5	0	5	5	0	0	0	0	0	1
5	F	2	0	5	5	0	5	0	0	0	0	0
6	G	2	0	0	0	0	0	5	5	0	2	0
7	H	0	0	0	0	0	0	5	5	3	5	1
8	X	0	0	4	0	0	0	3	5	0	0	0
9	Y	2	0	0	0	0	2	5	0	5	0	0
10	Z	0	5	5	2	1	0	0	1	0	0	5

10. Проверка выполнения ограничений для новых особей. Отбор допустимых особей и реконфигурация популяции. Переход к п. 5.

Скрещивание генов родителей осуществляется следующим образом. Случайным образом из диапазона  $[1, n-1]$  выбирается число  $k$  - точка скрещивания 2 хромосом родительских особей, номер колонки в матрицах. Затем две особи обмениваются своими генами и формируются две новых дочерних особи с новым набором хромосом, путем обмена столбцов относительно точки скрещивания (3):

$$Cros[A, B] = Cros [(A1|A2), (B1|B2)] \rightarrow (A1|B2); (B1|A2) \quad (3)$$

Мутация генов осуществляется следующим образом. Случайным образом выбирается ген, который в последствии будет подвергнут мутации (4).

$$k = \text{rnd} (\text{от } 0, \text{ до } +n) \quad (4)$$

Мутация заключается в изменении координат и поворота оборудования на величину в определенном интервале (от  $-r$ , до  $+r$ ) (5 а), (5 б):

$$X_c = \text{rand} (\text{от } -r, \text{ до } +r) \quad (5 \text{ а})$$

$$Y_c = \text{rand} (\text{от } -r, \text{ до } +r) \quad (5 \text{ б})$$

$$q_c = \text{rand} (\text{от } -r, \text{ до } +r) \quad (5 \text{ в})$$

### Кластеризации и определение групп взаимосвязанного оборудования

Формируется симметричная матрица связи  $A$  оборудования, по главной диагонали которой располагаются максимально возможные значения связи, а в остальных ячейках располагается условный вес связи  $SC_{i,j}$

Вес связи прямо пропорционален числу интерфейсов и классу оборудования. Чем больше интерфейсов у двух систем, тем выше их вес связи.

Для кластеризации матрицы был применён алгоритм BEA - Bond Energy Algorithm.

1. Выбирается столбец случайным образом (для удобства выбирается 1 столбец).
2. Запускается цикл от 2 до  $n$ .
3. Считается «энергия связи ЕС» первого столбца со всеми остальными столбцами в матрице.
4. Столбец с максимальной энергией связи располагается рядом с первым столбцом справа (т.е. вторым в матрице).
5. Поскольку матрица должна оставаться симметричной, необходимо также переместить соответствующую строку.
6. Выбираются кластеры на основе предпочтений специалистов.
7. Возврат к пункту 2, и повторение алгоритма для второго столбца.

Ниже представлен пример применения методов.

Кластеризованная матрица

		0	6	7	9	8	2	3	5	10	1	4
	A	G	H	Y	X	C	D	F	Z	B	E	
0	A	5	2	0	2	0	0	0	2	0	0	2
6	G	2	5	5	2	0	0	0	0	0	0	0
7	H	0	5	5	5	3	0	0	0	1	0	0
9	Y	2	2	5	5	0	0	0	0	0	0	0
8	X	0	0	3	0	5	4	0	0	0	0	0
2	C	0	0	0	0	4	5	4	5	5	1	0
3	D	0	0	0	0	0	4	5	5	2	1	0
5	F	2	0	0	0	0	5	5	5	0	0	0
10	Z	0	0	1	0	0	5	2	0	5	5	1
1	B	0	0	0	0	0	1	1	0	5	5	5
4	E	2	0	0	0	0	0	0	0	1	5	5

## Выводы

Разработанные алгоритмы, методы и средства существенно сокращают сроки проработки компоновок оборудования и помещений, повышают качество проектных решений и позволяют в более короткие сроки получать оптимальные проектные решения по соответствующим задачам.

Разработанный инструментарий наиболее эффективно применим для электротехнического оборудования и помещений, менее - для технологических. Это связано со сложностью формализации технологических требований и ограничений.

При моделировании большого числа систем и помещений существенно возрастает сложность задачи и время выполнения расчета. Поэтому наиболее целесообразным путем решения задачи компоновки является ее разбиение на ряд взаимосвязанных задач меньшей размерности, имеющих самостоятельное значение в проектной практике, с последующим итерационным решением каждой из них. Оба метода можно использовать совместно, либо независимо друг от друга, также можно применять комбинацию методов для решения различных подзадач в рамках одной задачи.

## СОЗДАНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ ЛОКАЛЬНОЙ БАЗЫ ПЕРСОНАЛЬНЫХ ДАННЫХ СОТРУДНИКОВ НА ОСНОВЕ ВЫГРУЗКИ ИЗ ИНФОРМАЦИОННОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ

*Шифрин А.М., Зюзина М.В.*  
Нововоронежская АЭС, г. Нововоронеж

Коммуникациям в наш век информационных технологий придаётся огромное значение. Как показывают исследования, для обеспечения предприятия необходимой информацией и для передачи исходящей информации в другие подразделения персонал организации расходует более половины своего рабочего времени.

Для сокращения потерь времени на поиск актуальной информации и обращений в различные подразделения атомной станции существует необходимость создания локальной базы персональных данных сотрудников на основе ежедневной выгрузки сведений из ИАСУП и дальнейшего их использования на информационно-аналитическом сайте Нововоронежской АЭС по принципу «Единого окна».

Создание механизма «Единого окна» способствует формированию удобного и интуитивно понятного рядовым сотрудникам коммуникационного инструмента внутри предприятия и позволяет усовершенствовать взаимодействие существующих информационных систем. Это также ведёт к упрощению множества процессов и задач, стоящих на сегодняшний момент перед любым предприятием с разветвлённой структурой и территориальной удаленностью производственных объектов.

## Описание информационных потоков

Основой для формирования информационных потоков выступают внутрикорпоративные ресурсы.

Интеграция АСИДК и ИАСУП осуществляется посредством передачи сведений о посещении зоны контролируемого доступа сотрудниками (рис. 1).

Отчет, выгруженный из системы ИАСУП, по факту посещения зоны контролируемого доступа (рис. 2).

Данные о посещении зоны контролируемого доступа ежедневно поступают в локальную базу данных.

По факту посещения ЗКД происходит предварительный расчёт талонов на лечебно-профилактическое питание. На основании данных предварительного расчёта происходит информационный обмен с банком, обслуживающим карты лечебно-профилактического питания, и локальной системой предприятия. В банковскую информационную систему поступают сведения о праве на получение талонов сотрудниками предприятия, а из банковской системы поступает информация о фактическом использовании талонов (рис. 3, 4).

Окончательный расчёт использованных талонов на лечебно-профилактическое питание происходит после загрузки данных табельного учета, данных посещения зоны контролируемого доступа и сведений из банка за отчетный месяц.

В случае перерасхода талонов сотрудником производится удержание из заработной платы на основании сведений, полученных из локальной базы данных (рис. 5).

После окончательного расчёта в локальной базе данных специалист, ответственный за ведение учёта,

TNOM	DATE_BEGIN	DATE_END	TIME_BEGIN	TIME_END	FLAG	ID_GRP
36300000	2018-01-09 00:00:00	2018-01-09 00:00:00	9:34	13:47	⊕	13630350520180109

Рис. 1. Ежедневная выгрузка из АС ИДК.

Таб.№	Табельный номер	Вид замещения	Вид замещения	Начало	Истечение	Время начала	Время конца	Предыдущий день	Индикатор предыдущего дня	ЕжедРаб-ч	ДатаИзм
36300000	Иванов Иван Иванович	ЗК	Замещение ЗКД	09.01.2018	09.01.2018	9:34:00	13:47:00	Нет		8	10.01.2018

Рис. 2. Ежедневная выгрузка из ИАСУП.

ФИО владельца карты	питание	молоко	сумма питание	сумма молоко	DR/CR/ZR
Иванов Иван Иванович	1000401000129906		31		DR
итого держателей:XXX					

Рис. 3. Право на получение талонов лечебно-профилактического питания.

**Операции по фирме Нововоронежская АЭС**

**Реестр за период с 01.04.2018 по 01.04.2018**

Фирма	Терминал	Номер карты	Сумма	Единица учета	Количество операций
		XXXXXXXXXXXXXXXX	1	2	1
		XXXXXXXXXXXXXXXX	1	2	1
		XXXXXXXXXXXXXXXX	1	2	1

**Рис. 4.** Информация о фактическом использовании талонов на лечебно-профилактическое питание.

Табельный номер (8 цифр)	Вид оплаты (4 символа)	Дата начала	Число	Единица измерения	Сумма	Валюта, по умолчанию RUB	Примечание (20 символов)	МВЗ (10 символов)	Заказ (12 символов)	СПП-элемент (24 символа)	Балансовая единица объекта
36300000	8170	31.03.2018			295						
36300000	8170	31.03.2018			590						
36300000	8170	31.03.2018			295						

**Рис. 5.** Сведения об удержании талонов.

№	Содержание факта хозяйственной жизни				ЕПС 14180700	Дебет	Кредит	Сумма (руб)
№ п/п	Наименование МВЗ	МВЗ	СПИ	Заказ	Рацион 005020 (право)			
1	РЦ-5	Y007120500			951	3141807000	6001310000	0,00
2	РЦ-6 ОСН	Y007120600			528	3141807000	6001310000	0,00
3	РЦ-2	Y007122200			701	3141807000	6001310000	0,00

**Рис. 6.** Формат отчёта для загрузки данных в В-ER7-2.

формирует отчёт со всей необходимой аналитикой для дальнейшего распределения затрат в бухгалтерской учётной системе (В-ER7-2) (рис. 6).

Организационная структура и штатные должности выгружаются из ИАСУП в Информационную подсистему поддержания квалификации (ИППК).

Для передачи данных из ИППК в локальную базу данных используется механизм IDOC.

Технология IDOC по своему принципу работы рассчитана на поинфотипную репликацию данных объектов ИАСУП. То есть операции с записями в IDOC не указываются, содержатся только накопленные записи инфо-типа по конкретному объекту за выгружаемый период. Передача данных осуществляется в формате XML и загружается в локальную базу MSSQL.

Общая схема вложенности элементов (сегментов) IDOC имеет вид:

EDI\_DC40

E1PLOGI Заголовок для HR-объекта (основные или организационные данные)

E1PITYP HR: перенесенные инфо-типы и под-типы объекта

E1P0000 HR: основная запись персонала - инфо-тип 0000 (мероприятия)

E1P0001 HR: основная запись персонала - инфо-тип 0001 (ОргПрисвоен)

E1P0002 HR: ОснЗаписьПерсонала Инфо-тип 0002 (Данные сотрудника)

.....

Z1P0294 Основная запись HR: инфо-тип 0294 - трудовая книжка

Z1Q0294 Основная запись HR: ИТ0294 - сегмент 2

Z1P2001 HR: основная запись персонала - инфо-тип 0001 (Отсутствие)

Z1P0290 Основная запись HR: инфо-тип 0290 - идент. карточка / СНГ

Z1Q0290 Основная запись HR: ИТ0290 - сегмент 2

Z1R0290 Основная запись HR: ИТ0290 - сегмент 3

.....

Первые 2 уровня – служебные сегменты. На 3-5 уровнях находятся сегменты с данными записей инфо-типов.

Правила построения вложенности элементов:

Сегмент	Родительский сегмент	Количество вложений
ZEALAES	нет	1
IDOC	ZEALAES	1
EDI_DC40	IDOC	1
E1PLOGI	IDOC	0..200
E1PITYP	EDI_DC40	0..999
E1P****, Z1P****	E1PLOGI	0..999
E1Q****, Z1Q****	E1P****, Z1P****	0..1
E1R****, Z1R****	E1Q****, Z1Q****	0..1

**Структура сегмента базы персональных данных**

**БД OSR\_app\_data** – MSSQL базированная, содержит 4 таблицы (рис. 7)

**Resorts** – наименования СКЛ

**OSR\_app\_resort** – заявления работников на СКЛ

**Relatives** – данные по членам семьи, в случае выезда вместе с заявителем

**OSR\_app\_childs** - заявления работников на детский отдых

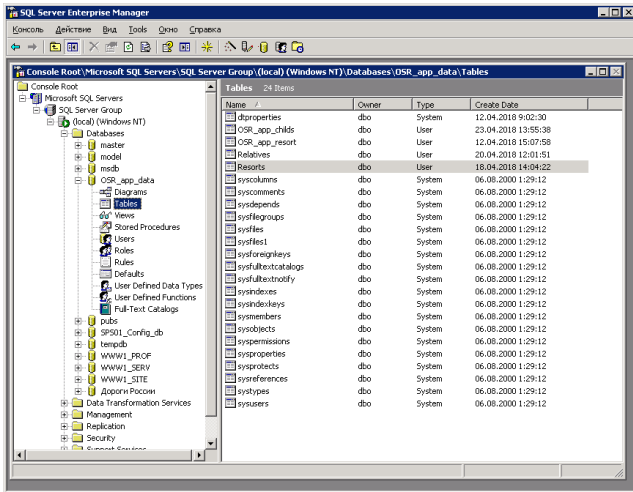


Рис. 7. Структура базы данных OSR\_app\_data.

Структура OSR\_app\_childs - заявления работников на детский отдых (рис. 8):

- табельный номер заявителя
- дата заявления
- фιο
- подразделение
- должность
- рабочий телефон
- мобильный телефон
- наименование СКЛ (из справочника)
- дата заезда
- фιο ребенка
- дата рождения ребенка

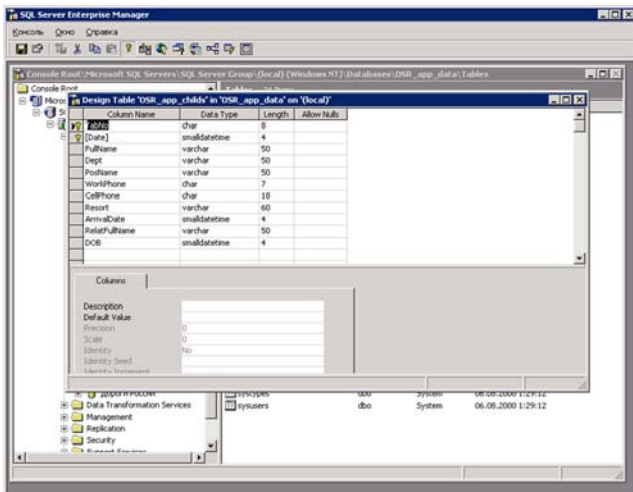


Рис. 8. Структура таблицы OSR\_app\_childs.

Структура OSR\_app\_resort - заявления работников на РОМ/СКЛ (рис. 9):

- табельный номер заявителя
- дата заявления
- фιο
- подразделение
- должность
- рабочий телефон
- мобильный телефон
- отпуск с
- отпуск по
- условия труда

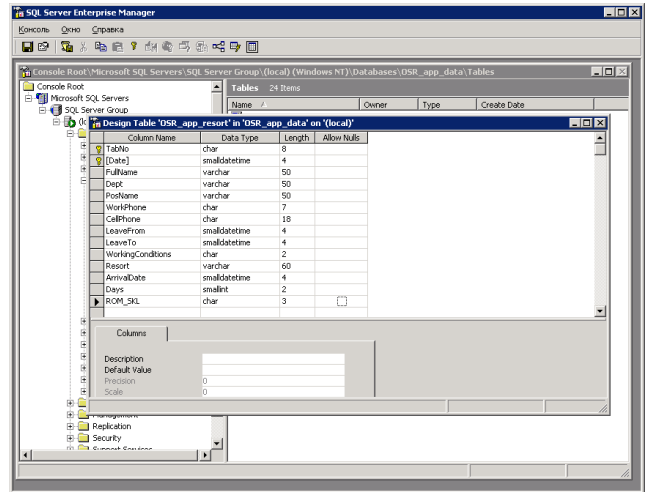


Рис. 9. Структура таблицы OSR\_app\_resort.

- наименование СКЛ (из справочника)
- дата заезда
- число дней
- вид РОМ/СКЛ

Структура Relatives – список родственников к заявлению работников на РОМ/СКЛ (рис. 10)

- табельный номер заявителя
- фιο
- отношение к предприятию (работник?)
- дата рождения
- вид родства

Справочник – виды санаторно-курортных учреждений (рис. 11)

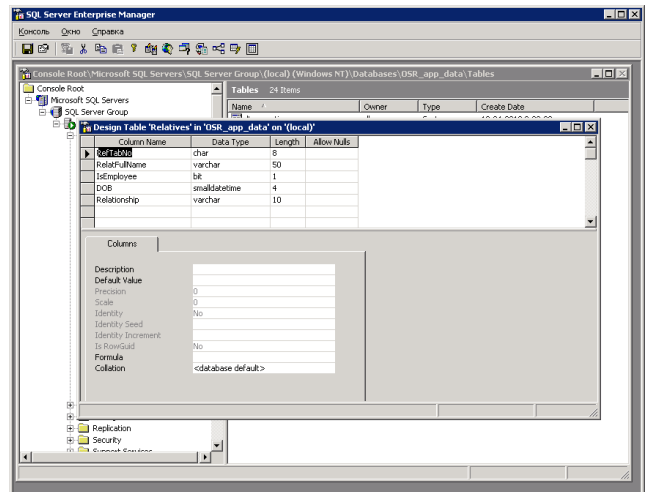


Рис. 10. Структура таблицы Relatives.

### Реализация принципа «Единого окна» для сотрудников предприятия

Формы для заполнения реализованы на основе WEB технологий. Логика WEB-приложения распределена между сервером и клиентом, хранение и обработка данных осуществляется, преимущественно, на сервере, её представление в удобном для пользователя виде – в браузере. Обмен информацией происходит по сети.

Основной язык, которым описывается графический интерфейс веб-приложения – это HTML. Данный язык

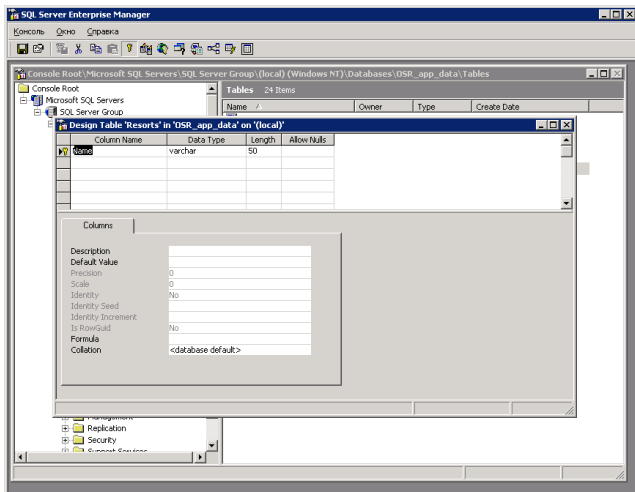


Рис. 11. Виды санаторно-курортных учреждений.

описывает структуру веб-страницы, размещение на ней компонентов.

Проверка правильности и полноты вводимых данных, работа с БД MSSQL реализованы на стороне клиента (обозревателя интернет) на языке JavaScript, дополнительная функциональность (всплывающие календари, шаблоны полей ввода) реализуется сторонней библиотекой jQuery, также использующей в работе JavaScript.

Рассылка почтовых уведомлений об изменении БД (регистрация нового заявления работником предприятия) осуществляется с помощью скриптового языка PHP, работающего на стороне сервера с использованием технологии Exchange Web Services.

EWS — протокол, разработанный Microsoft, и предназначенный для управления почтой и другими компонентами составляющими MS Exchange Server.

Анализ информации, получение необходимых отчетов производится ответственным работником посредством MS Excel (рис. 12–19).

Решённые задачи:

- Оптимизация процесса подачи заявки на заказ билетов и/или бронирования гостиниц;
- Автоматизация расчета командировочных расходов и обращения в бухгалтерию;
- Оптимизация процесса подачи заявлений на санаторно-курортное лечение, реабилитационно-оздоровительные мероприятия и детский отдых;

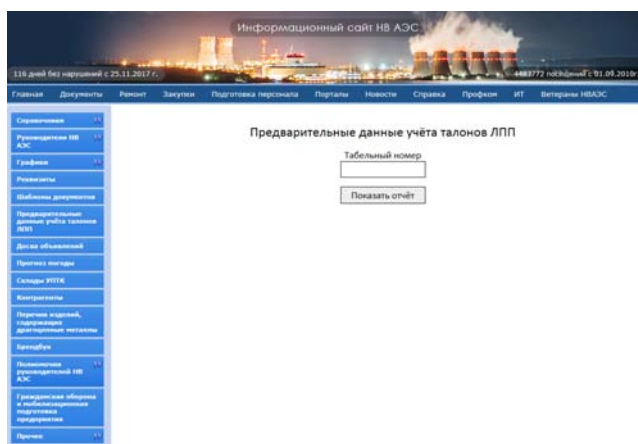


Рис. 12. Форма просмотра предварительных данных учёта талонов ЛПП.

- Оперативное получение сотрудниками предварительных данных учёта талонов лечебно-профилактического питания;
- Актуализация информации о руководстве предприятия, контактных данных персонала для экстренной связи;
- Актуализация телефонного справочника сотрудников предприятия.
- И т.д.

Основным преимуществом данного метода работы является оперативность и простота получения информации, уменьшение трудозатрат на формирование отчетности, снижение потерь рабочего времени, удобство.

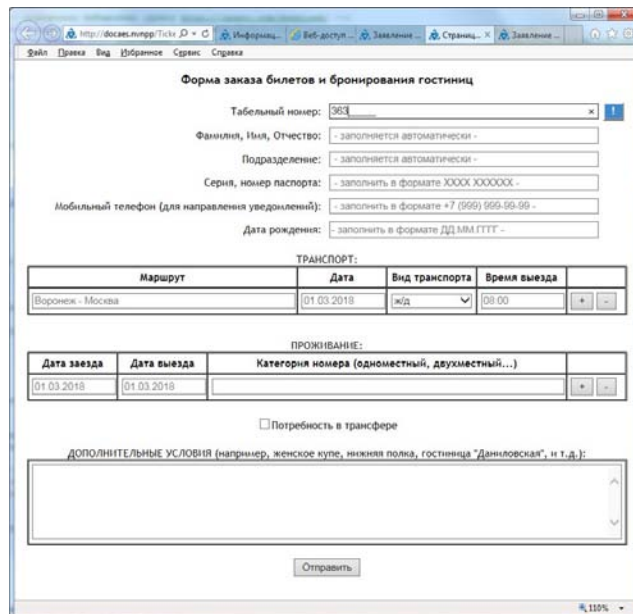


Рис. 13. Форма заказа билетов и бронирования гостиниц.

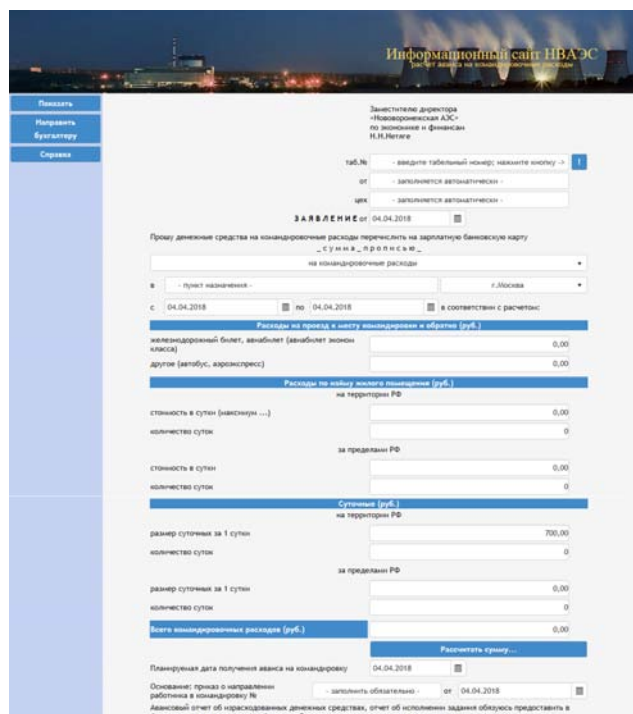


Рис. 14. Расчёт аванса на командировочные расходы и обращение в бухгалтерию.



**Заявление в ОСР на организацию детского отдыха**

Табельный номер:

Фамилия, Имя, Отчество:

Подразделение:

Должность:

Рабочий телефон:

Мобильный телефон:

Наименование санатория:

Дата звезда:

Данные по детям:

Фамилия, Имя, Отчество ребенка	Дата рождения
<input type="text"/>	<input type="text"/>

Рис. 15. Форма для заполнения заявления на организацию детского отдыха.

**Заявление в ОСР на санаторно-курортное лечение и реабилитационно-оздоровительные мероприятия**

Табельный номер:

Фамилия, Имя, Отчество:

Подразделение:

Должность:

Рабочий телефон:

Мобильный телефон:

Условия труда:  Нормальные  Вредные

Период отпуска с:  по:

Санаторно-курортное учреждение:

Предполагаемая дата звезда:  Количество дней:  РОМ СКЛ:

Данные о семье:

Фамилия, Имя, Отчество	Работник НВАЭС	Дата рождения	Вид родства
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Рис. 16. Форма для заполнения заявления на СКЛ и РОМ.

**Информационный сайт НВАЭС**

ФИО	Подразделение	Должность	Телефон	Почта
Абалазов Анатолий Федорович	ЭЦ	Группа эксплуатации 4-ой очереди / Эксплуатант по общ. электросб. за стан. БР	75132	
Абрамова Анна Васильевна	УКС	Строительная группа / Инженер 2х	77909	AbamovaAV@nvrp1.rosenergoatom.ru
Абрамов Сергей Владимирович	УКС	Группа сопровождения оперативного штаба / Ведущий инженер	78969	AbramovSV@nvrp1.rosenergoatom.ru
Аврамова Юрий Николаевич	Служба безопасности	Оперативный отдел / Инспектор службы безопасности		
Абузова Юлия Федоровна	Казначейство	Гр. учета и контроль договор. деятельности / Ведущий специалист	73551	AbuzovaYF@nvrp1.rosenergoatom.ru
Абузалиев Фарит Владимирович	ЭЦ	Заместитель начальника	79502	AbuzalievFV@nvrp1.rosenergoatom.ru
Авдеев Владимир Николаевич	ЭЦ	Группа эксплуатации общепромышленных сетей / Начальник смены ЭЦ ОСО	77942	AvdееvVN@nvrp1.rosenergoatom.ru
Авдеев Николай Анатольевич	СУР	Группа организации, управления и диспетч. / Инженер по рев. общ. ПТО 3-5 кв. 2-4	73911	AvdееvNA@nvrp1.rosenergoatom.ru

Рис. 17. Справочник телефонных номеров и должностей сотрудников предприятия.

**Информационный сайт НВАЭС**

116 дней без нарушений с 25.11.2017 г.

**Руководство АЭС**

Должность	Имя Фамилия	Контактная информация	Статус
Директор	Павлов Владимир Петрович	7-33-05 АК 3-4 бп, 3 этаж, к.301	Отсутствует
Главный инженер	Федоров Анатолий Иванович	7-33-25 АК 3-4 бп, 3 этаж, к.301	Отсутствует
Главный бухгалтер	Коваленко Лия Анатольевна	7-33-14 АК 3-4 бп, 2 этаж, к.213	Отсутствует
Заместитель директора по экономике и финансам	Налица Николай Николаевич	7-33-16 АК 3-4 бп, 3 этаж, к.302	Отсутствует
И.о. заместителя директора по управлению персоналом	Бордова Наталья Владимировна	7-33-13 АК 3-4 бп, 2 этаж, к.202	
Заместитель директора по режиму и физической защите	Маргулов Олег Сергеевич	7-33-26 АК 3-4 бп, 3 этаж, к.312	
Заместитель директора по общим вопросам	Шваров Вячеслав Анатольевич	7-33-35 АК 3-4 бп, 2 этаж, к.202	Отсутствует
Заместитель директора по капитальному строительству - начальник УКС	Озеров Владимир Александрович	7-33-75 Здание УКС 1 этаж, к.8	
Главный инспектор	Забайка Виктор Николаевич	7-33-07 АК 3-4 бп, 3 этаж, к.315	
Первый заместитель главного инженера по эксплуатации	Витковский Сергей Владимирович	7-33-49 АК 3-4 бп, 3 этаж, к.317	
Заместитель главного инженера по эксплуатации 1-й очереди	Филимонов Владимир Иванович	7-99-47 АК 6 бп, 3 этаж 01УУС 178007 178008	
Заместитель главного инженера по эксплуатации 2-й очереди	Неремелькин Андрей Юльевич	7-33-90 СКВ 3-4 бп, 2 этаж, к.205	
Заместитель главного инженера по эксплуатации 3-й очереди	Степачев Николай Владимирович	7-33-45 СКВ 5 бп, 3 этаж, к.305	
Заместитель главного инженера по эксплуатации 4-й очереди	Гусов Игорь Николаевич	7-99-05 АК 6 бп, 4 этаж 01УУС 20R023	
Заместитель главного инженера по инженерной поддержке и модернизации		7-33-57 ИОК, 2 этаж, к.2026	

Рис. 18. Справочник телефонных номеров руководителей предприятия.

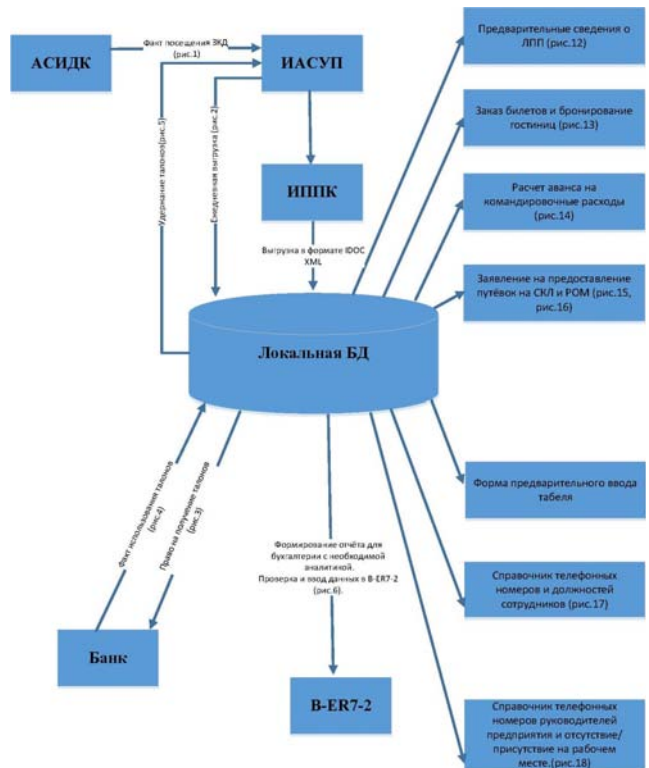


Рис. 19. Реализация принципа «Единого окна» с использованием локальной базы персональных данных на информационно-аналитическом сайте НВАЭС.

## ПРОГНОЗ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В СПЕЦИАЛИСТАХ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С РЕАКТОРАМИ ТИПА БН (БН-600, БН-800, БН-1200)

*Ташлыков О.Л., Щеклеин С.Е.*

*Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург*

*Химчак Д.М., Тучков А.М.*

*Белоярская АЭС, г. Заречный*

Важная роль в развитии атомной энергетики России отводится реакторам на быстрых нейтронах, базой развития которых являются Белоярская АЭС. Более 38 лет успешно эксплуатируется БН-600, в 2015 г. подключен к энергосистеме блок №4 с реактором БН-800, разработан проект БН-1200.

Одним из основных условий успешной реализации данного направления развития атомной энергетики является опережающая подготовка высококвалифицированных специалистов. Кафедра «Атомная энергетика» (с 2012 года – «Атомные станции и возобновляемые источники энергии») основана в 1962 году в Уральском политехническом институте (ныне Уральский федеральный университет) в связи со строительством Белоярской АЭС. Сооружение блока №3 с реактором БН-600 вызвало необходимость организации подготовки выпускников кафедры для эксплуатации быстрых реакторов. Уникальность технологии быстрых реакторов потребовала специфического подхода к подготовке специалистов и специальной материально-технической базы, создание которой проходило при поддержке руководства Белоярской АЭС и концерна Росэнергоатом. Для повышения эффективности подготовки специалистов в 1981 г. на Белоярской АЭС был организован филиал кафедры «Атомная энергетика».

В связи со строительством энергоблока БН-800 учебно-материальная база кафедры была значительно модернизирована. Приобретено и изготовлено уникальное учебно-тренировочное оборудование, внедрены виртуальные технологии обучения. Особую значимость для подготовки эксплуатационного персонала имеет аналитический тренажер БН-800, позволяющий моделировать различные эксплуатационные режимы энергоблока, в том числе переходные и аварийные.

Привлечение студентов к выполнению научно-исследовательских работ, участие в научных мероприятиях, совместных конструкторских разработках способствуют ускорению адаптации выпускников в коллективе Белоярской АЭС, создают базу для продолжения исследований и подготовки диссертационных работ.

Возросшая в связи с сооружением энергоблока с БН-800 потребность в специалистах потребовала поиска новых форм обучения. С 2012 года для работников Белоярской АЭС реализуется программа профессиональной переподготовки на базе высшего непрофильного образования. В настоящее время закончили обучение по данной программе около 200 работников Белоярской АЭС.

Тематика дипломных проектов студентов кафедры соответствует месту будущей работы. Это приводит к сокращению сроков адаптации выпускников на пред-

приятии. В настоящее время развивается практика устройства студентов на рабочие должности в процессе прохождения производственной (преддипломной) практики на предприятии, сдача экзаменов на должность и т.д.

В настоящее время проводится предварительная оценка потребности в квалифицированных специалистах для предполагаемого к сооружению на Белоярской АЭС блока №5 с реактором БН-1200 и возможные пути ее удовлетворения.

## AGILE: ИНЖИНИРИНГ БУДУЩЕГО

*Малоземов С.Н.*

*АО АККУЮ НУКЛЕАР, Анкара*

*Курицын Д.Б., Фокин К.Б.*

*АО ИК «АСЭ», Нижний Новгород*

В настоящее время методология гибкого управления Agile, уже давно известная в ИТ - и банковской сферах, начинает активно применяться и доказывает свою эффективность в промышленности, инжиниринге, государственном секторе.

В то же время в современном менеджменте значительную роль играют процессы геймификации. В различных сферах деятельности разрабатываются тематические деловые игры, которые в дальнейшем используются для подбора, подготовки и развития персонала в передовых компаниях и корпорациях. Очевидно, что для успешного обучения и развития студентов, а также сотрудников атомной отрасли, необходима специализированная деловая игра, которая на конкретных примерах сможет наглядно показать пользу от применения гибких подходов, что в конечном итоге будет мотивировать участников развивать и улучшать реальные рабочие процессы.

Учитывая текущие тренды, Научный сектор Совета молодежи АО ИК «АСЭ» под руководством Сергея Малоземова разработал собственную деловую игру «AGILE: Инжиниринг будущего». За основу взята игра «SCRUM CARD GAME», создателем которой является Тимофей Евграшин, и открытая лицензия, которая предоставляет возможность дополнять и адаптировать исходную игру под необходимые условия.

По сценарию действия игры «AGILE: Инжиниринг будущего» происходят в обозримом будущем. На рынке появляется новый и специфичный заказчик, который после посещения передовой российской АЭС «поколения 3+» рассматривает возможность о начале полномасштабного строительства АЭС на своей территории. Для принятия решения заказчику требуется оперативно получить эскизный проект атомной электростанции, для того чтобы оценить основные характеристики и принять итоговое решение. Принимая во внимание высокую степень неопределенности, весьма сжатые сроки и требования заказчика, было принято решение – привлечь для работы над эскизом команду лучших молодых специалистов, и обеспечить работу по проекту с применением методологии Agile.

В ходе игры участникам предстоит разработать эскизный проект АЭС за три итерации, каждая из которых составит 3 рабочих дня. При этом существует перечень минимально необходимых задач для получения рабочего продукта, а также вариативные задачи по развитию тех или иных преимуществ объекта. В процессе игры участникам предстоит сталкиваться с различными

проблемами, например бытового характера (поломка компьютера, недосып сотрудников), а так же с событиями происходящими в команде или у коллег (переезд в новый офис, практика студентов) и т.д.

Ключевую роль сыграет слаженная работа Scrum-команды, включая Владельца Продукта (Product Owner) и Скрам Мастера (Scrum Master), четкое следование ценностям Agile, а так же умение быстро принимать оптимальные решения на основе имеющихся данных. Побеждает команда, создавшая по проекту максимальную бизнес-ценность для заказчика.

Так использование лучших мировых практик управления проектами, а также их адаптация, способствуют значительному повышению эффективности рабочих процессов без применения каких-либо дополнительных ресурсов, повышает мотивацию и вовлеченность сотрудников, позволяет крупным российским высокотехнологичным компаниям создавать новые продукты и быть лидером на мировом рынке.

---

## МОЛОДЕЖНАЯ ПОЛИТИКА ИНЖИНИРИНГОВОГО ДИВИЗИОНА

---

**Фокин К.Б.**

*АО ИК «АСЭ», г.Нижний Новгород*

Достижение стратегических целей организации обеспечивается, прежде всего, состоянием и уровнем развития кадрового потенциала. В условиях конкуренции за лучших профессионалов на первый план выходят вопросы организации и управления процессами работы с молодыми сотрудниками. Документом верхнего уровня при выстраивании таких процессов является молодежная политика.

Молодежная Политика определяет общие намерения руководства и направления работы в отношении молодых сотрудников. Молодежная Политика является неотъемлемой частью системы работы с персоналом, распространяется на всех молодых сотрудников и направлена на систематизацию процессов работы с молодежью. Ее цель – формирование и развитие эффективной команды лидеров, способной успешно решать задачи бизнеса на основе корпоративной культуры результата и высокой вовлеченности молодых сотрудников.

Общие намерения руководства в области работы с молодыми сотрудниками:

- привлечение и адаптация лучших студентов профильных учебных заведений;
- создание условий для развития профессиональных и корпоративных компетенций, карьерного продвижения молодых сотрудников;
- создание условий для свободного и эффективного участия молодых работников в решении корпоративных задач;
- создание условий для развития молодежных сообществ;
- привлечение молодежи к созданию системы мотивации для молодых работников, активно участвующих в повышении эффективности деятельности компании;

формирование среди молодых работников корпоративной культуры результата, нацеленной на эффективность бизнеса.

Основные направления деятельности в рамках Молодежной политики:

- взаимодействие со студентами и профильными учебными заведениями для привлечения в организацию молодых специалистов с высоким потенциалом к развитию;
- поддержка активности молодых сотрудников при организации и проведении научно-технических, образовательных, спортивных, культурно-массовых, интеллектуально-развлекательных, патриотических, социально-благотворительных мероприятий в соответствии с ценностями компании;
- развитие системного подхода к управлению карьерой и преемственностью, обеспечивающего гармоничное сочетание потребностей бизнеса с карьерными ожиданиями молодых сотрудников;
- развитие потенциала молодежи в соответствии со стратегическими целями и ценностями компании;
- включение молодежи как равноправных партнеров в реализацию стратегии управления персоналом и совершенствование процессов HR служб, а также организация взаимодействия молодежи с руководством;
- повышение эффективности работы молодежных организаций через поддержку советов молодежи и обеспечение информационного сопровождения реализации молодежной политики;
- мотивация молодых сотрудников к повышению эффективности и постоянным улучшениям работы организации;
- проведение оценки процессов работы с молодежью и систематическое повышение их эффективности.

Молодежная политика служит основой для определения конкретных целей, задач и программ в области работы с молодыми сотрудниками.

---

## ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО НАБОРУ ПЕРСОНАЛА СЕЗ

---

**Била Н.**

*ВАО АЭС – МЦ на АЭС Темелин*

В современных условиях успешная деятельность организаций немаловажна без взвешенного стратегического подхода к управлению кадровым потенциалом - одним из основных инновационных активов. Как показывают исследования последнего времени, самые эффективные инвестиции - это вложения в человеческий ресурс. Наряду с применяемыми методами подбора и найма персонала, его ориентации и оценки, одним из способов, помогающим генерировать новые идеи, разрабатывать и внедрять современные технологии и системы, а также готовить высокопрофессиональных, ориентированных на успех сотрудников, является создание эффективной системы работы с молодыми кадрами.

Работа по привлечению молодых, целеустремленных, энергичных, готовых к совершенствованию профессиональных знаний и карьерному росту сотрудников проводится с учащимися школ, студентами ВУЗов и колледжей. Ежегодно в целях привлечения молодых работников на предприятие кадровая служба «ЧЕЗ» проводит ряд профориентационных мероприятий среди учащихся школ и учебных заведений профессионального образования. Основной целью проводимой работы является профессиональная ориентация будущих выпускников школ, лицеев, колледжей, техникумов при выборе специальности или профессии, востребованных предприятием.

---

## НЕМАТЕРИАЛЬНАЯ МОТИВАЦИЯ. РАЗВИТИЕ ПРИВЕРЖЕННОСТИ БЕЗОПАСНОСТИ У РАБОТНИКОВ ДИВИЗИОНА

---

**Косарева И.В.**

*Нововоронежская АЭС, г. Нововоронеж*

Согласно требованиям документа МАГАТЭ № GSR Part 2 «Лидерство и управление в целях безопасности» система управления должна обеспечивать воспитание здоровой культуры безопасности и способствовать становлению проактивного и ответственного руководства, руководители всех уровней в организации должны поощрять и поддерживать всех лиц в вопросах достижения целей безопасности и выполнения своих заданий безопасным способом.

Для достижения этой цели, организации необходимо сформировать систему управления культурой безопасности, интегрированную в общую систему управления и обеспечивающую воспитание у персонала индивидуальной приверженности, нацеленной на постоянное улучшение состояние безопасности.

Одним из инструментов воспитания у персонала индивидуальной приверженности персонала вопросам безопасности является система мотивации, в том числе и нематериальной.

С целью вовлечения персонала в процесс совершенствования культуры безопасности в каждом подразделении НВАЭС назначен уполномоченный по культуре безопасности. Работа уполномоченных осуществляется под руководством Группы по культуре безопасности и управлению человеческим фактором Комитета управления безопасностью. Вовлечение уполномоченных по культуре безопасности осуществляется через выстроенную систему информационного обмена, проведение их обучения, регулярных рабочих встреч и деловых игр, например «Я – лидер в культуре безопасности!».

Одним из основных критериев наградной политики НВАЭС является отношение работника к безопасности.

Проведение конкурсов профессионального мастерства «Лучший по профессии» стимулирует работников к собственному развитию, в том числе и в отношении к вопросам безопасности.

Одним из способов непрерывного повышения уровня культуры безопасности на Нововоронежской АЭС является ежегодное определение лучших подразделений, лучших сквозных смен и лучших работников в области культуры безопасности, а также проведение творческих состязаний по вопросам культуры безопасности.

С целью обеспечения свободного прохождения информации по вопросам безопасности от работников к руководству и повышения информированности персонала создана и функционирует система «Единое окно», где любой работник (анонимно или неанонимно) может оставить свое замечание или предложение по улучшению работы предприятия и получить информацию о принятых решениях, наиболее активные работники отмечаются руководством, их портреты размещаются на станционной Доске почета.

---

## МАТЕРИАЛЬНАЯ МОТИВАЦИЯ РАБОТНИКОВ, НАПРАВЛЕННАЯ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

---

**Ковалев А.В.**

*АО «Концерн Росэнергоатом»*

Материальная мотивация работников, направленная на обеспечение безопасности АЭС:

- возможности повышения профессионального статуса работника и повышения размера ИСН за успехи в области безопасности;
- возможность повышения размера ежемесячной премии за действия, направленные на повышение безопасности;
- поощрение (или ненаказание) за информирование о важных с точки зрения безопасности событиях;
- возможность повышения размера годовой премии за участие в расследованиях с разработкой корректирующих мероприятий, которые привели к существенному снижению или отсутствию повторяющихся нарушений в работе АЭС;
- другие меры, стимулирующие работника на достижения в области безопасности.

---

## ИНСТРУМЕНТЫ МОТИВАЦИИ ПЕРСОНАЛА, НАПРАВЛЯЕМОГО НА ЗАРУБЕЖНЫЕ АЭС РОСАТОМ

---

**Кваша А.В.**

*АО «Концерн Росэнергоатом»*

Практика подбора персонала для направления на площадки сооружения энергоблоков за рубежом показывает, что мотивационная составляющая включается в работу уже на этапах подбора персонала.

От эффективности выбранных и сбалансированных инструментов мотивации, а равно и своевременного направления персонала требуемого уровня и квалификации на площадки сооружаемых АЭС зависит эффективность работ персонала.

Комплексное применение инструментов мотивации в Концерне и при комплектовании зарубежных АЭС Росатом.

---

## ОРГАНИЗАЦИЯ ВУЗОВСКОЙ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ АЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛНОМАСШТАБНОГО ТРЕНАЖЕРА

---

**Вольман М.А.**

*ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», г. Иваново*

В свете повсеместного оснащения учебно-тренировочных подразделений атомных станций нашей страны тренажерными комплексами актуальным представля-

ется их внедрение и в вузовской подготовке специалистов соответствующего профиля. Широкое применение в вузах нашли различного рода компьютерные тренажеры. Ивановский государственный энергетический университет помимо компьютерного располагает также полномасштабным тренажером энергоблока АЭС с реакторов ВВЭР-1000.

Применение такого тренажера в вузе кардинально отличается в плане тех целей, которые ставятся при его использовании, и требует разработки и внедрения специальных методик. Такие методики разработаны нами для моделирования на тренажере целого ряда различных технологических режимов, представляющих интерес в качестве учебных задач. В их числе симуляция нормального (не аварийного) останова энергоблока с переводом реакторной установки в «горячее» состояние и пуска из достигнутого состояния с выводом реакторной установки на энергетический уровень мощности. Эти режимы предполагают взаимодействие моделируемого оборудования энергоблока в широкой совокупности физических процессов, которые в нем протекают. В объем моделирования на тренажере включены отказы по типовому оборудованию, что позволило разработать методики для симуляции на тренажере широкого спектра режимов с нарушением нормальной эксплуатации, в том числе связанных с отказами оборудования и самих защит. На основе адаптированных методик реакторных измерений проводится симуляция нейтронно-физических реакторных измерений. Кроме того, созданы компьютерные программы обработки результатов симуляции, касающиеся определения интегральных и дифференциальных эффективностей органов регулирования системы управления и защиты реактора, эффективности аварийной защиты, мощностного, температурного, барометрического и плотностного коэффициентов реактивности и коэффициента реактивности по концентрации борной кислоты. Знакомство и овладение техникой физического эксперимента и его обработки со студенческой скамьи является одной из важнейших задач при подготовке специалистов, эксплуатирующих ядерные реакторы.

Тренажерная подготовка способствует формированию профессионального мышления, а также является эффективным средством личностного становления будущего специалиста, инструментом развития профессионально важных качеств. На основе выявления индивидуально-личностных качеств, влияющих на успешность выполнения тренажерных заданий, создана и внедрена также программа психолого-педагогического сопровождения студентов в использовании тренажера.

Описанный комплекс мероприятий позволяет эффективно использовать полномасштабный тренажер в вузе и повышать уровень подготовки выпускников.

## РЕАЛИЗАЦИЯ ПРАКТИКО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОЕКТОВ ГК «РОСАТОМ» В РЕСУРСНОМ ЦЕНТРЕ НИЯУ МИФИ

*Руденко В.А., Головки М.В., Бубликова И.А., Привалова Н.Ф.*

*Волгодонский инженерно-технический институт – филиал Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ», г. Волгодонск*

Достиженные договорённости ГК «Росатом» о строительстве 34 энергоблоков за рубежом предопределили необходимость развития человеческого потенциала для обеспечения реализации экспортоориентированной стратегии атомной энергетики в странах-новичках, поскольку человеческий ресурс фундаментален для любого проекта, предприятия, страны в целом.

Стратегическим партнером ГК «Росатом» является один из ведущих вузов страны, осуществляющий подготовку кадров для атомной отрасли – Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ» (далее – НИЯУ МИФИ), – который обозначен в Паспорте инновационного развития ГК «Росатом» как источник кадрового потенциала.

Уникальное сочетание наукоемких и высокотехнологичных производств атомной отрасли (Ростовской АЭС, Филиала АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш») в г. Волгодонск предопределили преимущество структурного подразделения НИЯУ МИФИ – Волгодонского инженерно-технического института (далее – ВИТИ НИЯУ МИФИ). Сегодня вуз ориентирован на три дивизиона ГК «Росатом» – электроэнергетический, машиностроительный в области подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов, выполнения НИОКР, а также на атомный ледокольный флот (выполнение научных исследований в рамках хозяйственных договоров). Развитие партнерских отношений легло в основу решения о создании Ресурсного центра (далее – РЦ) для практико-ориентированной подготовки иностранных студентов, обучающихся в российских университетах. Соответствующее соглашение было достигнуто с участием представителей ГК «Росатом», АО «Концерн Росэнергоатом», АО «Атомэнергомаш», АО «АЭМ-технологии», НИЯУ МИФИ. В результате совместных усилий сформирована высокоэффективная учебно-лабораторная база РЦ:

- полномасштабное оборудование энергоблоков АЭС, расположенное на производственных площадках завода «Атоммаш» и предприятий промышленного кластера г. Волгодонска;
- тренажеры, симуляторы, тепломеханическое и др. оборудование, расположенные в учебно-тренировочном подразделении РоАЭС;
- учебные мастерские, лаборатории ВИТИ НИЯУ МИФИ.

За время работы в РЦ прошли практическое обучение иностранные студенты из 13 стран (Вьетнам, Иордания, Египет, Бангладеш, Индия, Китай, Гана, Танзания, Нигерия и др.), обучающиеся по программам специалитета и магистратуры. В 2018 г. стартовал проект практико-ориентированной подготовки иностранных

студентов на английском языке. Потенциал РЦ используется для организации дуального обучения с усилением языковой подготовки российских специалистов. Это не только в полной мере соответствует задачам кадрового обеспечения зарубежных проектов АЭС, но и повышает престиж РЦ и его промышленных партнеров.

В рамках реализации стратегической задачи экспорта образования и международного сотрудничества, по проекту «Атомная школа Эль-Дабаа» (Египет), в РЦ разработаны макеты учебных планов, подготовлен перечень лабораторного оборудования для организации образовательного процесса, составлена программа подготовки и повышения квалификации преподавателей «Атомной школы Эль-Дабаа», осуществляется согласование принципиальных вопросов с египетской стороной.

Таким образом, ВИТИ НИЯУ МИФИ способствует эффективному решению стратегических задач подготовки кадров для ГК «Росатом», что позволяет укреплять интеллектуальный потенциал отрасли, ее инвестиционную привлекательность для зарубежных партнеров, создавая предпосылки дальнейшей диверсификации. В результате достигается взаимозаменяемая интеграция образования, промышленного потенциала и государства в решении задач обеспечения экономического роста по инновационному пути.

---

## ОПЫТ ПОДГОТОВКИ И ПРОБЛЕМЫ ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННЫХ СТУДЕНТОВ В ИАТЭ НИЯУ МИФИ

---

*Лескин С.Т., Слободчук В.И., Чистозвонова Е.А.  
Обнинский институт атомной энергетики (ИАТЭ  
НИЯУ МИФИ), г. Обнинск*

В ИАТЭ НИЯУ МИФИ накоплен определенный опыт обучения иностранных студентов в основном по профилю подготовки «Проектирование и эксплуатация АЭС». Начиная с 90-х годов прошлого века и по настоящее время на базе ИАТЭ НИЯУ МИФИ проходили обучение иностранные студенты из Литвы, Вьетнама, Турции, Монголии. Было подготовлено свыше 170 человек. В настоящее время продолжают обучение свыше 200 человек.

Отличительной особенностью подготовки иностранных студентов является то, что, по сути, это подготовка по индивидуальным учебным планам под конкретный проект АЭС (например, проект РБМК-1500 – для литовских студентов, ВВЭР-1200 – для студентов из Турции и Вьетнама). До последнего времени обучение велось на русском языке. Начиная с 2017/18 учебного года, обучение ведется также и на английском языке.

При обучении на русском языке с неизбежностью возникают следующие трудности:

- недостаточное знание русского языка;
- адаптация к методологии обучения дисциплинам профессионального цикла (профессиональная техническая терминология, обозначения и названия технологических систем и оборудования и т.д.).

При обучении на английском языке необходимо ежегодное проведение курсов поддержания квалификации для преподавателей, проводящих занятия на английском языке.

Эти особенности заставляют вносить постоянные коррективы в рабочий учебный план и учебные про-

граммы дисциплин. Разработанные учебные планы и программы дисциплин направлены последовательно реализацию стратегии общеобразовательного и профессионального обучения в течение всей жизни человека. При этом важно условие: реализация образовательной программы должна приводить к получению конкретной квалификации и повышению квалификационного уровня будущего работника предприятия (отрасли).

Поскольку рассматриваемая образовательная программа ориентирована на подготовку специалистов по профилю эксплуатация АЭС, то учитываются требования профессиональных стандартов, принятых в концерне «Росэнергоатом». При этом, при разработке разделов образовательной программы учтено, что выпускники вуза по данному профилю подготовки должны соответствовать не только начальным уровням профессиональных стандартов, но и иметь базу для дальнейшего профессионального роста.

Существенное внимание в процессе обучения должно уделяться производственной практике. При этом производственная практика предполагает как непосредственно практику на энергоблоках АЭС и в ресурсных центрах, так и использование функционально-аналитических тренажеров НИЯУ МИФИ. Производственная практика должна проводиться с привлечением ведущих специалистов УТП АЭС и ведущих преподавателей НИЯУ МИФИ.

Научно-исследовательская работа студентов проводится на базе университета под руководством ведущих преподавателей профильных кафедр. Темы для работы выбираются с учетом особенностей энергоблоков с реакторами ВВЭР нового поколения. Расчетные исследования должны проводиться с использованием лицензионных расчетных кодов, общепризнанных в мировой практике.

---

## МЕЖДУНАРОДНОЕ МЕЖВУЗОВСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ПОДДЕРЖКУ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОЕКТОВ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ» (АЭС, ЦЯНТ) И ПРОДВИЖЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ЯДЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

---

*Филиппов И.С., Карманов Ф.И., Артюсюк В.В.  
АНО ДПО «Техническая академия Росатома»,  
г. Обнинск*

*Карезин В.В.  
Госкорпорация «Росатом»*

Важным элементом в становлении и расширении национальных ядерных программ стран-новичков является развитие человеческих ресурсов. Высшее образование, в свою очередь, представляет собой основу для создания необходимого потенциала. Крайне важно при развитии образовательной системы сотрудничество между государством, промышленностью и образовательными учреждениями для обеспечения эффективного и последовательного развития ядерной программы. Одним из путей создания устойчивой системы образования и подготовки кадров является заимствование

подобной системы у страны-поставщика технологий. При этом, однако, важным аспектом является гармонизация подходов к обучению между страной-реципиентом и страной-донором. В условиях глобальной экспансии российских ядерных технологий перед Госкорпорацией «Росатом» как ответственным поставщиком стоит задача обеспечения соответствующей системы развития человеческих ресурсов в странах, приступающих к реализации ядерных программ.

Сотрудничество АНО ДПО «Техническая академия Росатома» (далее – «Академия») с профильными университетами России и стран-партнёров в контексте международных проектов Госкорпорации имеет три цели, обеспечивающие своевременное развитие национальных человеческих ресурсов в странах присутствия Росатома: обеспечение российского кадрового состава; поддержка коллаборации с университетами стран-партнёров для создания совместных образовательных программ и развития национальных систем ядерного образования; поддержка международного сотрудничества образовательных и исследовательских организаций в области перспективных исследований и инновационных ядерных технологий.

Настоящая статья описывает деятельность Академии в рамках проекта Госкорпорации «Росатом» «Международное сотрудничество в сфере ядерного образования», которая осуществляется в кооперации с опорными вузами Росатома по следующим направлениям: поддержка создания в вузах стран-партнёров образовательных программ по ядерным технологиям; обучение ППС иностранных университетов в формате “train-the-trainers”; разработка учебных пособий по ядерным технологиям в поддержку реализации совместных образовательных программ; сотрудничество с международными организациями и образовательными сетями; разработка краткосрочных учебных курсов и исследовательских стажировок в области инновационных ядерных технологий (“education-through-research”); проведение ежегодного Международного семинара «Подготовка кадров для ядерной индустрии: новые вызовы в эпоху глобализации» (обеспечение платформы для сотрудничества между представителями системы высшего образования и промышленности от стран-реципиентов ядерных технологий и от России как страны-поставщика).

#### Список литературы

1. Etzkowitz, H., The triple helix: university-industry-government innovation / H. Etzkowitz. – New York, 2008. – 164 p.
2. Nuclear engineering education: a competence based approach to curricula development / IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-6.4. – Vienna: IAEA, 2014. – 39 p.

## ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА АЭС «РУППУР» В РОССИИ

*Крицкий Р.О., Борисенко М.И.*  
АО «Концерн Росэнергоатом»

*Лященко С.А.*  
АНО ДПО «Техническая академия Росатома»,  
г. Обнинск

В 2015 г. был заключен генеральный контракт на сооружение АЭС «Руппур» между Бангладешской Комиссией по Атомной Энергии и российской инженеринго-

вой компанией АО «Атомстройэкспорт». Выполняемые по данному контракту работы включают в себя целый комплекс сервисных услуг, в числе которых обучение персонала, необходимого для безопасной и эффективной эксплуатации атомной станции. Календарные сроки сооружения объекта, законтрактованное количество обучаемых и объем трудозатрат на подготовку персонала – эти факторы делают бангладешский проект пионером в портфеле заказов Госкорпорации «Росатом» на сооружение блоков АЭС за рубежом.

Национальная атомная отрасль имеет значительный опыт подготовки персонала стран – инозаказчиков. С 1972 года на площадках Нововоронежского и Смоленского учебно-тренировочных центров АО «Атомтехэнерго» проводится подготовка и поддержание квалификации эксплуатационного и ремонтного персонала АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами, сооруженными в СССР, России и за рубежом. За это время подготовлено более сорока тысяч специалистов, эксплуатирующих энергоблоки ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 в России, Финляндии, Болгарии, Венгрии, ГДР, Чехословакии, Кубе, Иране, Китае, Индии и Белоруссии.

Имеющаяся материально-техническая база АО «Концерн Росэнергоатом» и его дочерних обществ, вовлеченных в процесс организации и проведении обучения персонала Инозаказчика, наработанные компетенции и накопленный опыт инструкторов учебно-тренировочных центров позволяют успешно решать текущие задачи по подготовке, поддержанию и повышению квалификации эксплуатационного и ремонтного персонала для нужд российской атомной отрасли. Вместе с тем, размер текущего портфеля заказов Госкорпорации «Росатом» на сооружение блоков АЭС за рубежом и связанных с ним обязательств Российской Федерации по подготовке персонала инозаказчиков, формируют не только амбициозные цели, но и масштабные вызовы для атомной отрасли в целом и системы подготовки персонала в частности.

Целью данной работы является обобщение, описание и анализ событий, произошедших в процессе преддоговорной кооперации между организациями Госкорпорации «Росатом» (АО «Атомстройэкспорт», АО «Русатом Сервис», АО «Концерн Росэнергоатом», АО «Атомтехэнерго», АО «ВНИИАЭС», АНО ДПО «Техническая академия Росатома») по вопросу организации подготовки персонала АЭС «Руппур» (Народная Республика Бангладеш), которые привели к двухлетней отсрочке времени начала обучения бангладешского персонала.

## ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА ИНОСТРАННОГО ЗАКАЗЧИКА: БАЗОВЫЕ КУРСЫ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА ВЛАДЕЛЬЦА АЭС

*Подолькин Д.П., Пономаренко А.А., Шулепова Н.А.*  
АНО ДПО «Техническая академия Росатома»,  
г. Обнинск

В условиях глобальной экспансии российских ядерных технологий перед Госкорпорацией «Росатом» как ответственным поставщиком стоит задача организации соответствующей системы подготовки кадров в странах, реализующих ядерные программы. Одним из

таких примеров может служить кейс Финляндии, где в настоящее время осуществляется проект по подготовке персонала Владельца АЭС «Ханхикиви-1» в рамках контракта на проведение Базового курса в двух частях. Проведение Базового курса является начальным этапом процесса подготовки персонала, который должен быть завершен к началу пуско-наладочных работ. АНО ДПО «Техническая Академия Росатома» (далее – Академия) в данном курсе представлен как исполнитель работ, а АО «Русатом Сервис» и RAOS Project Oy в качестве заказчиков обучения. Совместная работа над проектом направлена на успешное выполнение задач подготовки персонала для строящегося энергоблока, объемы которой будут возрастать из года в год до пуска блока.

Базовый курс сфокусирован на объяснении основных принципов работы и обеспечении безопасности современных АЭС с ВВЭР-1200. Он охватывает большую область технических дисциплин, от основ ядерной и реакторной физики и основ конструкции реакторов ВВЭР до специфических особенностей проекта будущей АЭС «Ханхикиви-1». Первая часть курса была разработана как введение в технологию АЭС с ВВЭР. Следующим этапом, проведенным в 2017 году, стала вторая часть, в рамках которой инженерный персонал компании Fennovoima сфокусировался на изучении конкретных систем будущей АЭС «Ханхикиви-1». Лекции были прочитаны экспертами Академии и АО «АТОМ-ПРОЕКТ», генеральным проектировщиком АЭС «Ханхикиви-1». Таким образом, финские менеджеры и специалисты получили информацию об особенностях проектных решений и специфики АЭС «Ханхикиви-1» из «первых рук». Это дает хорошую возможность для установления рабочих контактов между российскими и финскими специалистами в ходе подготовки к строительству АЭС. В соответствии с учебной программой слушатели прошли письменное тестирование. На основе системного подхода к обучению был проведен анализ обратной связи и полученных комментариев с целью дальнейшего улучшения учебных материалов и качества проведения занятий. Решение важных задач по обеспечению высокого уровня подготовки персонала – неременного условия успешной и безопасной работы атомной станции и соответствия высочайшим стандартам культуры безопасности.

#### Список литературы

- [1] IAEA-TRS-380 “Guidance on NPP personnel Training and its Assessment”, Vienna, 1996.
- [2] IAEA-TECDOC-1170 “Analysis Phase of Systematic Approach to Training (SAT) for Nuclear Plant Personnel”, August 2000.
- [3] IAEA-TECDOC-1057 “Experience in the USE of Systematic Approach to Training (SAT) for Nuclear Power Plant Personnel”, December 1998.

## ПОДГОТОВКА МЕЖДУНАРОДНЫХ ЛИДЕРОВ ДЛЯ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ: ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ СОВМЕСТНЫХ ШКОЛ РОССИЯ-МАГАТЭ ПО УПРАВЛЕНИЮ В ОБЛАСТИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

*Филиппев И.С., Карманов Ф.И., Артисюк В.В.  
АНО ДПО «Техническая академия Росатома»,  
г. Обнинск*

Многие государства-члены Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), не имеющие ядерной энергии, выражают заинтересованность в ее внедрении с целью удовлетворения своих энергетических потребностей без увеличения зависимости от ископаемого топлива. Высокий интерес к ядерной энергетике сделал атомные электростанции особенно уязвимыми в связи с резкой эскалацией затрат, вызванной непредвиденными изменениями или задержками при реализации соответствующих проектов. Несмотря на то, что дополнительные требования к лицензированию, общественное вмешательство и проблемы с финансированием зачастую ставятся в вину большинству задержек и повышений затрат, основным фактором является отсутствие надлежащих компетенций по управления проектами в атомной отрасли.

Вышеупомянутый рост применения ядерно-энергетических технологий создает постоянно растущую потребность в глобальном сообществе высококвалифицированных специалистов в области ядерной энергетике с соответствующими техническими и управленческими компетенциями. МАГАТЭ организует Школы по управлению в области ядерной энергии (Nuclear Energy Management School), чтобы помочь государствам-членам в создании будущего руководящего состава национальных ядерно-энергетических программ.

В 2016 году Госкорпорация «Росатом» и МАГАТЭ на базе НОУ ДПО «ЦИПК Росатома» успешно организовали первую в России Школу по управлению в области ядерной энергии – двухнедельный учебный курс, собравший 21 участника из 18 стран и 39 международных и российских экспертов-спикеров. Положительный опыт и извлеченные уроки позволили России продолжить эту практику, и в 2017 году в рамках соглашения между Росатомом и МАГАТЭ о внебюджетном вкладе в реализацию проектов технического сотрудничества по развитию ядерной инфраструктуры состоялась вторая Совместная Росатом-МАГАТЭ школа по управлению ядерной энергией в формате межрегионального учебного курса МАГАТЭ и с акцентом на развитие ядерной инфраструктуры. В 2018 году аудитория охвата российских Школ увеличилась – к проведению в рамках внебюджетного вклада планируются две Совместные Школы Россия-МАГАТЭ: для руководителей организаций ядерной отрасли и для молодых специалистов.

Настоящая статья описывает российский опыт организации учебных мероприятий совместно с МАГАТЭ в формате Школы по управлению в области ядерной энергии (Nuclear Energy Management School) как эффективного инструмента для передачи управленческо-



го опыта и знаний в области развития ядерно-энергетических программ.

### Список литературы

1. Milestones in the development of a national infrastructure for nuclear power / IAEA Nuclear Energy Series No. GS-G-3.1 (Rev. 1). – Vienna: IAEA, 2015. – 79 p.
2. Workforce planning for new nuclear power programmes / IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.10. – Vienna: IAEA, 2011. – 113 p.
3. Project management in nuclear power plant construction: guidelines and experience / IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-2.7. – Vienna: IAEA, 2012. – 124 p.

## РАЗРАБОТКА ИНТЕРНЕТ-ГЛОССАРИЯ ТЕРМИНОВ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

*Варсеев Е.В., Андриюшин И.И., Магда Р.Р., Талабанов М.Г., Артюсюк В.В.*

*АНО ДПО «Техническая Академия Росатома», г. Обнинск*

*Варсеева Н.Е.*

*ИАТЭ НИЯУ МИФИ, г. Обнинск*

### Введение

Активно развивающееся международное сотрудничество в области атомной энергетики требует использования общего для всех профессионального языка.

В атомной энергетике таким языком международного общения традиционно является английский язык. Именно на английском языке разрабатывались и впервые публиковались руководящие документы таких международных организаций как МАГАТЭ и ВАО АЭС, составляются и подписываются тексты международных конвенций и соглашений, заключаются контракты на строительство АЭС, центров ядерной науки и технологий и оказание услуг в атомной отрасли.

### Роль Технической Академии Росатома в ядерном образовании

Техническая Академия Росатом – организация, сформированная в 2017 году на базе Центрального Института Повышения Квалификации (ЦИПК) в Обнинске и унаследовавшая от него свою миссию, функции и цели. В том же году произошло объединение ЦИПК и Института глобальной ядерной безопасности (ИГЯБ) в новую организацию, а в 2018 году к академии присоединится учебно-тренировочный центр в Нововоронеже, в позже – ещё несколько тренировочных центров на площадках российских АЭС нового поколения. Такие изменения отражают мощные перемены в системе подготовки кадров, которую сейчас переживает атомная отрасль. Происходит поэтапное объединение разных структур, которое приведёт к чётко выстроенной эффективной системе подготовки кадров, необходимой для обеспечения глобальной экспансии российских ядерных технологий на международный рынок.

В связи с этим перед Госкорпорацией Росатом возникает новый вызов – обучение нескольких тысяч иностранных специалистов в рамках контрактов на со-

оружение АЭС. Для этого в Технической Академии Росатом (ТАР) создано новое направление деятельности, которое коррелирует с её миссией – повышение уровня профессиональных компетенций работников атомной сферы по всему миру для обеспечения устойчивого развития.

Международная деятельность в Академии (в то время ЦИПК) стартовала в 2007 году, когда в структуре организации появился Международный Центр Подготовки Персонала АЭС. Чуть позже, в 2011 году началось взаимодействие с Международным Агентством по Атомной Энергии (МАГАТЭ) с подписания трёхсторонних соглашений о взаимопомощи в организации образовательных курсов для развития человеческих ресурсов в странах, вставших на путь развития атомной энергетики.

В 2016 и 2017 годах МАГАТЭ и Техническая Академия организовала и провела две Совместные школы по менеджменту в области ядерной энергии [1], направленных на развитие ядерной инфраструктуры (рис. 1). Эти мероприятия стали новой вехой во взаимоотношениях между МАГАТЭ и ТАР.



Рис. 1. Открытие 2-й совместной школы по менеджменту в ядерной энергетике

Техническая Академия непрерывно развивается в качестве международного образовательного центра по следующим направлениям:

- поддержка развития ядерной инфраструктуры в странах, ставших на путь развития ядерной энергетики;
- поддержка в создании научных и технологических центров для развития национального научного потенциала;
- обучение оперативного персонала АЭС, который в последствии проходит лицензирование.

### Необходимость создания унифицированного словаря ядерных терминов

Глобализация ядерной энергетики тесно связана с процессом передачи ядерных знаний, что, в свою очередь, требует чёткой коммуникации между многочисленными заинтересованными сторонами.

Опыт деятельности подразделения ТАР, отвечающего за международные проекты – Международного Центра Подготовки Персонала – показывает, что выполнение обязательств по международным контрактам неизбежно влечёт за собой огромный объем переводов официальной и рабочей документации. Так, с 2015 года Техническая Академия Росатом участвовала в разра-

ботке обучающих материалов в рамках контракта по строительству и монтажу оборудования АЭС Руппур в Бангладеш. Около полутора тысяч страниц учебных пособий для Нововоронежской АЭС-2 были адаптированы и переведены на английский язык. В 2016 в рамках совместной с университетами программы двойных дипломов на английский язык был переведён учебник «Введение в атомную энергетику». Наконец, в 2017 году в рамках базового курса для финской компании Fennovoima было переведено порядка восьмисот слайдов презентационных материалов и около тысячи пятисот страниц учебных пособий.

Работа команды переводчиков над такими серьёзными объёмами материалов неизбежно требует унификации используемой терминологии. Основной проблемой является интерпретация терминов, доступных в словарях в виду того, что:

- существует целый ряд специальных словарей по атомной энергетике;
- доступны несколько вариантов определений или переводов терминов атомной отрасли;
- различается терминология в различных видах документации (контракты, спецификации, лицензирующие документы, техническая литература).

Проблема заключается не только в корректном переводе того или иного документа, но и в стандартизации и сохранении атомных терминов при передаче знаний от стран с развитой ядерной инфраструктурой к странам-новичкам.

Эта проблема уже обозначена мировым сообществом – МАГАТЭ запустило проект International Nuclear Terminology Repository Platform [2] которая направлена на предоставление единой точки доступа к проверенным ядерным глоссариям, представляющим несколько вариантов перевода терминов, учитывая источник и связанную с этим информацию.

В Технической Академии, в свою очередь, был разработан специальный цифровой инструмент - веб-глоссарий технических терминов, направленных на поддержку подготовки специалистов и менеджеров в ядерной отрасли.

## Веб-словарь терминов атомной энергетики

В ходе работ, включающих перевод официальной документации (учебные материалы для персонала АЭС

Руппур, учебники для международных студентов, материалы базового курса для Fennovoima) была накоплена начальная база терминов на русском и английском языках для использования командой переводчиков внутри Технической Академии [3].

По мере расширения базы терминов и состава команды переводчиков были приняты следующие решения:

- разместить базу удалённо, на веб-сервере с открытым доступом через специальную программу-оболочку;
- снабдить термины пояснениями на русском и английском языках, по возможности добавив в описание ссылки на официальные международные документы.

В результате словарь представляет собой приложение для обращения к удалённой базе терминов, снабжённых не только переводом, но и пояснениями и ссылками на документы, где употребляются эти термины. Общий вид словаря представлен на рис. 2.

Словарь состоит из 3-х основных разделов: термин, перевод и комментарий. Раздел «комментарий» является ключевым, так как в нем даются примеры использования слова, веб-ссылки, варианты употребления, описание значения (на русском и/или английском) и ссылки на официальную документацию, где данный термин расшифровывается или употребляется (например, документы МАГАТЭ и Nuclear Regulatory Commission). Другими словами в разделе «комментарий» обосновывается корректный вариант перевода. Кроме того, поле с расшифровкой термина делает такой словарь по сути не только терминологическим, но и толковым. Немаловажным фактором является и тот факт, что работа над словарём – совместный труд технических специалистов и филологов, что положительно сказывается на качестве продукта.

Программа имеет поля для сквозного поиска по базе словаря сразу на всех заложенных в программу языках как по части слова, так и по всему термину целиком. Отдельное поле создано для поиска по разделу «комментарий», в случае, если, например, требуется найти термин по его сокращённому или альтернативному названию.

По умолчанию доступ к словарю через программу-оболочку имеют все пользователи без ограничения. Однако редактировать и добавлять термины в базу имеют право только администраторы проекта. Для сторонних

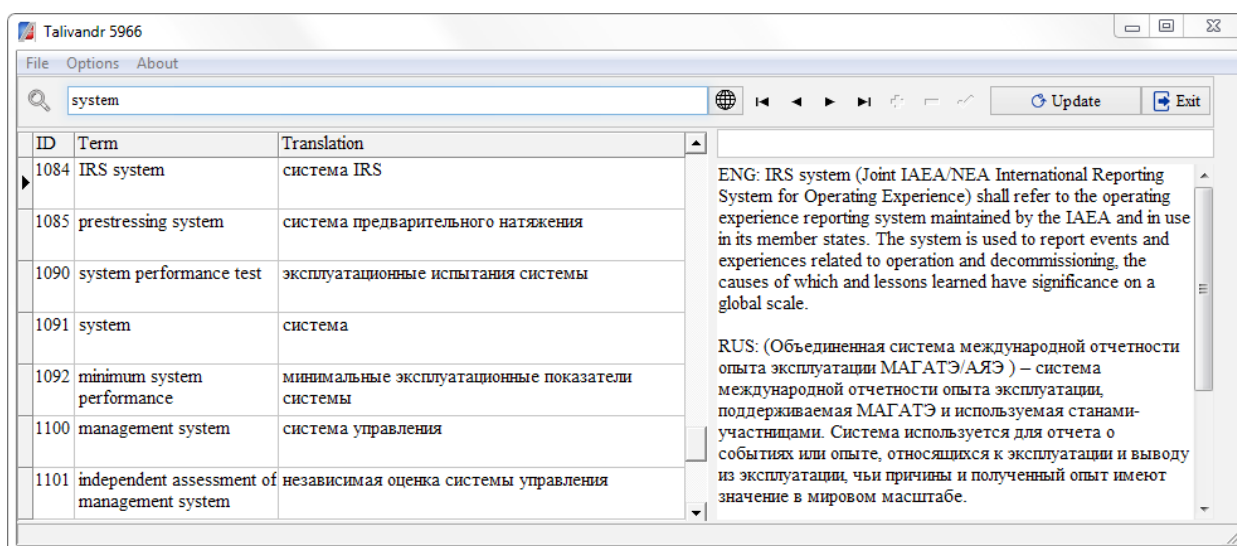


Рис. 2. Общий вид оболочки словаря терминов атомной энергетики ТАР

переводчиков создана форма обратной связи для внесения предложений по наполнению словаря новыми терминами.

В 2018 году в словарь добавлены слова из официального глоссария проекта АЭС «Ханхикиви-1» в Финляндии одновременно на русском, английском и финском языках, увеличив, таким образом, количество базовых языков в словаре до 3-х. Кроме того, с начала этого года в словарь так же добавляются термины из основных словарей терминов атомной энергетики, встречающиеся в работе с документацией в ТАР: из словаря по ядерной безопасности МАГАТЭ [4]; англо-русского ядерно-технического словаря московского центра ВАО АЭС [5], терминологического словаря по аварийным ситуациям в атомной энергетике ядерного общества СССР [6] и некоторых других [7, 8].

Электронный словарь ТАР планируется использовать для внутренних задач - подготовки специалистов для обучения и использования в учебных курсах с иностранцами.

### Заключение

В связи с большим объёмом работ по международным контрактам, направленных на экспансию российских атомных технологий за рубеж, потребовалось создание инструмента для унификации используемой в Технической Академии Росатома англо-русской терминологии.

В работе представлен электронный веб-словарь терминов атомной энергетики, разработанный в Технической Академии Росатома. Приложение предоставляет свободный доступ к терминам атомной энергетики, расположенных в базе данных на сервере Технической Академии.

На данный момент словарь содержит три рабочих языка – русский, английский и финский, термины в словаре даны с комментариями, поясняющими их значение и контекст использования.

### Список литературы

1. Russia-IAEA Nuclear Energy Management Schools. URL: [rosatomtech.com/nem-school](http://rosatomtech.com/nem-school)
2. International Nuclear Terminology Repository Platform. URL: [www.iaea.org/nuclearenergy/nuclearknowledge/Knowledge\\_Organization\\_Systems/INTERP.html](http://www.iaea.org/nuclearenergy/nuclearknowledge/Knowledge_Organization_Systems/INTERP.html)
3. Web-based glossary of nuclear technical terms. URL: [rosatomtech.com/glossary](http://rosatomtech.com/glossary)
4. IAEA Safety Glossary, Публикация 1290. Вена: МАГАТЭ, 2007.
5. Англо-русский ядерно-технический словарь. М: МЦ ВАО АЭС, 1997.
6. Терминологический словарь по аварийным ситуациям в атомной энергетике. М: Ядерное общество СССР, 1990.
7. Атомная энергетика в терминах. Англо-русский словарь сокращений и аббревиатур. Ред. Б.А. Габараев, М: НИКИЭТ, 1996.
8. Терминология ядерного приборостроения. Том 1. Ядерное приборостроение. Физические явления и основные понятия. — М.: ИД «Технологии», 2006. — 248 с.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФОРМАТА НАУЧНЫХ СТАЖИРОВОК КАК ПРОДВИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ВТГР НА ВНЕШНИЕ РЫНКИ

*Дьяченко А.И.<sup>1</sup>, Артисюк В.В.<sup>1</sup>,  
Пономарев-Степной Н.Н.<sup>2</sup>, Алексеев С.В.<sup>2</sup>*  
<sup>1</sup> АНО ДПО «Техническая академия Росатома»,  
г. Обнинск  
<sup>2</sup> АО «Концерн Росэнергоатом»

В настоящее время одним из передовых направлений развития атомной энергетики является полномасштабное вовлечение высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов (ВТГР) в энергосистемы с целью обеспечения теплоснабжения металлургических и нефтехимических производств, снижения выбросов углекислого газа, а также использования производимого водорода в качестве топлива транспортных средств, тем самым снижая антропогенное воздействие на окружающую среду [1].

Данная технология рассматривается рядом стран, вступающих на путь развития собственной атомной энергетики, как возможность укрепления энергетической безопасности, минуя стадию использования легководных реакторов. Так, например, в настоящее время, рассматривается возможность сооружения в Республике Индонезия совместно с Госкорпорацией «Росатом» экспериментального многофункционального высокотемпературного газоохлаждаемого ядерного реактора мощностью 10 МВт. В тоже время, правительством Польши, декларируется возможность начала сооружения атомных теплоэлектростанций с реакторами ВТГР, начиная с 2026 года [2]. Помимо стран-новичков технология ВТГР развивается и в развитых странах, что подтверждается ходом реализации проекта по сооружению АЭС «Шидаовань» с РУ НТР-РМ. Конструкция НТР-РМ основана на опыте проектирования и эксплуатации экспериментального реактора НТР-10, запущенного в 2000 году и эксплуатируемого в настоящее время в университете Циньхуа [3].

Базируясь на более чем 40-ка летнем опыте развития технологии ВТГР в Российской Федерации АО «Концерн Росэнергоатом» выделяет атомно-водородную энергетику на базе реакторов ВТГР как одну из возможностей для Дивизиона по развитию новых бизнесов [4]. В поддержку данного направления на базе АНО ДПО «Техническая академия Росатома» разработаны и проведены в кооперации с ведущими организациями и научно-исследовательскими институтами Госкорпорации «Росатом» специализированные тренинг-курсы для специалистов из Национального агентства по атомной энергии Республики Индонезия (BATAN).

В продолжение работ по направлению ВТГР в настоящее время в рамках реализации совместного проекта между Госкорпорацией «Росатом» и Ассоциацией «Европейская сеть ядерного образования» (ENEN) на базе АНО ДПО «Техническая академия Росатома» осуществляется разработка учебно-методических материалов для исследовательской стажировки. Актуальность такого формата обучения заключается в том, что

## Международная модель проекта NEST

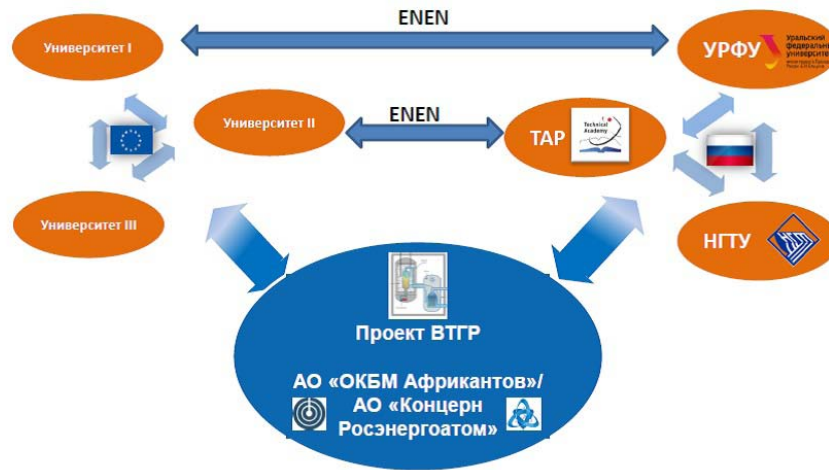


Рис. 1. Организационная схема проекта по подготовки кадров в области технологии ВТГР в рамках реализации подхода «Training by Research»

ключевые технологические компетенции формируются в процессе работы по проектам, что также подтверждается выработкой инициативы со стороны OECD/NEA в виде программы Nuclear Education Skills and Technology – NEST, ориентированной на реализацию подхода к подготовке кадров в формате «Training by Research» [5].

На рисунке 1 приведена организационная схема возможного взаимодействия в рамках практической реализации инициативы по развитию подхода к подготовке кадров через имплементацию накопленного опыта взаимодействия АНО ДПО «Техническая академия Росатома» и ENEN, а также опыта разработки и проведения тренингов иностранных слушателей, совместно с высшими учебными заведениями и ведущими научно-исследовательскими институтами отрасли.

### Список литературы

1. METI Ministry of Economy, Trade and Industry “Strategic Energy Plan”// April, 2014// доступно на сайте [http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic\\_plan/pdf/4th\\_strategic\\_energy\\_plan.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/4th_strategic_energy_plan.pdf)
2. The Independent Global Nuclear News Agency “Energy Ministry Report Recommends Gen IV HTGR Technology For Poland”// 17.01.2018\_No12
3. China plans further high temperature reactor innovation/19 September 2017/ доступно на сайте <http://www.world-nuclear-news.org/NN-China-plans-further-high-temperature-reactor-innovation-1909171.html>
4. Н.Н. Пономарев-Степной «Атомная энергетика будущего»// доступно на сайте <http://rosenergoatom.pro/index.php/88-sample-data-articles/megazine/workplaces/527-atomnaya-energetika-budushchego>
5. L. Andreeva and J. Gulliford “The NEA Nuclear Education, Skills and Technology (NEST) Framework”// NEA updates, NEA News 2016 – No. 34.1

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ АС ПРИ ОБУЧЕНИИ ПЕРСОНАЛА

*Михеев М.И.*  
Смоленская АЭС

Конечная цель обучения – использовать опыт эксплуатации

- САЭС,
- АЭС Концерна,
- Зарубежных АЭС
- Изменения в документации для предотвращения нарушений

Опыт эксплуатации АС – совокупность практических знаний, навыков в сфере эксплуатации АС

Использование опыта эксплуатации – инструмент человеческого фактора, предназначенный для предотвращения ошибок персонала при выполнении им любых технических действий на оборудовании АС

## СОДЕРЖАНИЕ

1. ОИОЭ и РН – Отдел использования опыта эксплуатации и расследования нарушений
2. Структура Отдела подготовки оперативного персонала (ОПОП)
3. Подготовка и поддержание квалификации оперативного персонала
4. Примеры использования опыта эксплуатации для предотвращения нарушений
5. Как оперативный персонал мог предотвратить некоторые инциденты
6. Наставничество

### 1 ОИОЭ и РН – Отдел использования опыта эксплуатации и расследования нарушений

- Отдел ответственный работу по расследованию нарушений/отклонений СЧУ на САЭС и выполнение приказов/распоряжений Концерна «Росэнергоатом» по нарушениям.

- Отдел выполняет всю административную работу по анализу и проработке материалов по «Опыту эксплуатации»
  - передаёт документы координаторам подразделений и служб по анализу и использованию ОЭ для проработки
  - обобщает цеховые анализы документов
  - готовит приказы и контролирует их выполнение
- Использование внешнего опыта эксплуатации
  - работа с ИД АО «Концерна Росэнергоатом»;
  - работа с ИД АО «ВНИИАЭС»;
  - работа с ИД ВАО АЭС;
  - работа с отчетами об отклонениях, полученных с Ленинградской и Курской АЭС;
- Работа с положительными практиками. События на САЭС:
  - нарушения в работе САЭС;
  - отклонения в работе САЭС;
  - события низкого уровня.
- Работа с корректирующими мероприятиями.
- Оценка результативности системы использования опыта эксплуатации

### Деятельность ОИОЭРН по Опыту эксплуатации (табл. 1)

**Преимущества деятельности ОИОЭРН по Опыту эксплуатации: Отличная обратная связь по опыту эксплуатации, в том числе корректирующих мероприятий**

**Недостаток: Загрузка подразделений ответами в ОИОЭРН по анализу и мерам по событиям, сообщениям, запросам.**

### 2 Структура Отдела подготовки оперативного персонала (ОПОП) (табл. 2)

### 3 Подготовка оперативного персонала (табл. 3)

Дополнительно:

- Обучение в институтах повышения квалификации
- Обучение студентов БНТУ, практика студентов ЛПУ
- Профорентация школьников на ПМТ
- Экскурсии на ПМТ САЭС

Таблица 1. Деятельность ОИОЭРН по Опыту эксплуатации

Положительная практика	Отчёты по ЭО	СЧУ-События низкого уровня	Система показателей безопасной эксплуатации [ИСМБПЭ] АО «Концерна Росэнергоатом»	
Информация о событиях (Бланки ИоС)	Корректирующие мероприятия	Станционная группа по ОЭ (СГОЭ)	Самоинициация оценки СЧУ	Сообщить о событиях
Целевые инструктажи	Показатели ВАО АЭС	Краткая информация о событиях на АЭС мира	Система web-серверов Информационно-Аналитической Системы по ОЭ АЭС АО «ВНИИАЭС»	
Информация SOER	Самооценка	ОРД по событиям на АЭС АО «Концерна Росэнергоатом»	Библиотека Информации по ОЭ (Incidents)	

Таблица 2

Начальник отдела	
Ведущий инструктор по подготовке персонала атомной станции –руководитель группы	1
Ведущий инструктор по подготовке персонала атомной станции	21
Инженер первой категории	1

Таблица 3

Обучение оперативного персонала в 2017г				
Персонал цеха	Подготовка персонала		Поддержание квалификации	
	Количество обученных	Количество часов на каждого	Количество обученных	Количество часов на каждого Всего/ОЭ
ОТУ	4	400 -1200	92	114 6
РЦ	20	400	200	40 2
РБ	--	200	220	40 6
ТЦ	6	200 -300	200	40 6
ТАИ	7	200 -300	100	40 10
ЭЦ	5	200 -400	95	40 10
ХЦ	6	100 -300	65	40 2
Дополнительно				

**Подготовка на должность начальника смены САЭС (ПП- 007)**

1.1 Целью подготовки по программе является получение кандидатом на должность начальника смены атомной станции знаний, навыков, умений и компетенций, необходимых для выполнения основных задач и обязанностей в соответствии с требованиями должностной инструкции.

**1.2 Общая продолжительность подготовки по программе 1186 часов, из которых:**

- теоретическая подготовка — 650 часов;
- практическая подготовка — 208 часов;
- стажировка на рабочем месте — 328 часов.

1.3 Ответственный за проведение подготовки, включая проведение входного контроля уровня знаний кандидата - начальник ОТУ.

**Таблица 4.** Тематический план теоретической подготовки НСС

Наименование курса, раздела, темы	Продолжительность 650 часов
1. Законодательство Российской Федерации	20
2. Охрана труда и электробезопасность	40
3. Базовые знания ведения технологического процесса	64
4. Правила и нормы в области использования атомной энергии (ПНАЭ)	20
5. Обеспечение промышленной безопасности	60
6. Обеспечение пожарной безопасности	40
7. Обеспечение радиационной безопасности	40
8. Обеспечение Ядерной безопасности	40
9. Обеспечение экологической безопасности	8
10. Административные вопросы эксплуатации	60
11. Общие вопросы эксплуатации АС	60
12. Специальные вопросы эксплуатации	206
13. Режимы эксплуатации энергоблока АС	40
14. Опыт эксплуатации	16
Аттестация	4

Опыт эксплуатации 16 час., при общей продолжительности подготовки 1186 час., это **1,4 %**

**Поддержание квалификации оперативного персонала**

**Таблица 5.** Программа поддержания квалификации Начальника смены атомной станции на 2018 ГОД (ПОП-007)

Наименование курса, раздела темы	Продолжительность, ч
Охрана труда и электробезопасность	2
Базовые знания по ведению технологических процессов	1
Обеспечение пожарной безопасности	6
Обеспечение радиационной безопасности	2
Административные вопросы эксплуатации	3
Общие вопросы эксплуатации АС	18
Специальные вопросы эксплуатации	7
Опыт эксплуатации	6
Практическое обучение на тренажёрах (ПМТ, АТ)	55
Аттестация	2+2
Противоаварийные, противопожарные тренировки по действиям в аварийных и чрезвычайных ситуациях, тренировки по эвакуации персонала	10
Общая продолжительность по тематическому плану программы поддержания квалификации	114

Опыт эксплуатации 6 ч, при общей продолжительности поддержания квалификации 114 ч, это 5,0%, т.е. столько же как и обеспечение пожарной безопасности

**Таблица 6.** Программа поддержания квалификации начальника смены реакторного цеха на 2018 г

Наименование курса раздела темы	Продолжительность, ч
Охрана труда и электробезопасность	2
Базовые знания по ведению технологических процессов	1
Обеспечение пожарной безопасности	6
Обеспечение радиационной безопасности	2
Общие вопросы эксплуатации АС	19
Опыт эксплуатации	2
Аттестация	2
Общая продолжительность по тематическому плану программы поддержания квалификации	40

Целью поддержания квалификации является поддержание работником профессиональных знаний и практических навыков, необходимых ему для выполнения должностных обязанностей в соответствии с требованиями должностной инструкции.

**Опыт эксплуатации 2 ч**, при общей продолжительности поддержания квалификации 40 ч, это 5,0%

**Общая проблема по опыту эксплуатации при подготовке и поддержании квалификации оперативного персонала:**

- Время обучения опыту эксплуатации в соответствии с приказами, распоряжениями, предписаниями превышает указанное в программах в 2-3 раза. Поэтому часть нарушений рассматривается как написано в отчётах, сообщениях – без дополнительного анализа и поиска способов предотвращения нарушений

#### 4. Примеры использования опыта эксплуатации для предотвращения нарушений

Отчет №2СМО-П07-05-09-16

Дата нарушения 11.09.2016. Время нарушения: 16:43

Срабатывание канала системы безопасности (САОР-2), не связанное с функцией безопасности, по причине формирования ложного сигнала в аппаратуру УСБ-Т в процессе продувки уровнемеров в БС.

Рекомендуемая продолжительность занятия: 2 часа.

**Конечная цель обучения:**Использовать последствия упрощения задач при этом нарушении, для предотвращения нарушений

**Состояние блока до нарушения.**

- 11.09.2016 реакторная установка энергоблока № 2 находится в подкритическом состоянии.
- В соответствии с графиком пуска энергоблока №2 выполняется разогрев контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) работой ГЦН выше 100°С.
- введена автоматика САОР-1÷5.
- ведется организация работ по проведению продувки уровнемеров БС при температуре теплоносителя в КМПЦ не ниже 120°С.

Последовательность отказов, ошибок персонала в ходе нарушения

- 16:43:08 Формирование в УСБ-Т сигнала снижения уровня в БС первой половины КМПЦ до уставки «-1000 мм» во время продувки уровнемеров БС при введенной в режим ожидания САОР, произошло срабатывание алгоритма САОР-2.
- Срабатывание алгоритма «САОР-2» в первом комплекте УСБ-Т по факту формирования аварийного

сигнала снижения уровня в БС первой половины до «-1000мм» в трех каналах защиты при наличии сигнала снижения давления в напорном коллекторе ПЭН ниже 76.5 кгс/см<sup>2</sup>.

Это сильно упрощенная схема. Реальная схема была сложна

Алгоритм защиты САОР-2 (приложение 16) «Разрыв трубопровода КМПЦ в помещениях БС или питательного трубопровода в любом помещении»

**Требование технологического Регламента**

- ТРС-002-п.7.15. Перед началом извлечения стержней СУЗ для вывода реактора в критическое состояние должно быть проверено:
- Проведение продувки уровнемеров БС при температуре теплоносителя в КМПЦ не ниже 120°С.
- Включение в работу САОР и аварийной подпитки БС, СЛА в полном объеме в режиме ожидания»

Перед производством работ «Продувка импульсных линий и заполнение первичных преобразователей водой» выполнена проверка выведенного состояния защиты по снижению уровня в БС до -1000 мм и режима АЗ, БСМ. Но защита на срабатывание САОР-2 оставалась введенной

**Работа защиты САОР-2**

- Аварийный сигнал «снижение избыточного давления в напорном коллекторе ПЭН до 76,5 кгс/см<sup>2</sup>» был сформирован по факту сниженного давления в напорном коллекторе ПЭН до 4 кгс/см<sup>2</sup> вследствие режима работы ПЭН-24, АПЭН-21 на рециркуляцию в деаэраторы с закрытыми напорными задвижками.
- Срабатывание алгоритма САОР-2 произошло в первом комплекте УСБ-Т вследствие формирования ложного сигнала снижения уровня в БС первой половины КМПЦ до уставки «-1000 мм» в процессе продувки уровнемеров в БС при наличии сигнала снижения давления в напорном коллекторе ПЭН ниже 76.5 кгс/см<sup>2</sup> в трех каналах защиты. Реального снижения уровня в БС не было.
- Событие связано со срабатыванием канала системы безопасности (САОР-2), не связанного с необходимостью выполнения функций безопасности при эксплуатации блока 2

**Причины нарушения (указанные в отчёте)**

- Недостаток процедур
- Ввод автоматике САОР в режим ожидания при наличии сформированного в УСБТ сигнала «Снижение давления в напорном коллекторе ПЭН менее 76,5 кгс/см<sup>2</sup>».



Рис 1. Описание алгоритма САОР-2

- Проведение продувки уровнемеров БС при введенной в режим ожидания САОР.

**Упрощения задачи при неадекватной оценке возможных последствий действий (бездействий) для безопасности**

- При приёмке смены в 16:00 на панели ВИУБ горели сигналы НК ПЭН  $\downarrow < 70 \text{ кг/см}^2$  и НК ПЭН  $\downarrow < 76 \text{ кг/см}^2$ , давление в напорном коллекторе ПЭН =  $4 \text{ кг/см}^2$
- При рапорте НСБ ВИУБ доложил об отклонении, но не сообщил, к чему это может привести
- Не принятие НСЦТАИ мер по блокировке формирующих сигналов от комплектов датчиков «Н» БС, указанных в п.10.3 ИЭ-014-ТАИ в аппаратуру в УСБ-Т перед производством работ по БП-1. Не применен один из инструментов предотвращения ошибок персонала - «критический подход»

**В результате дискуссии выяснено**

В ИЭ-006/2 ТЦ п.6.2.6 Написано

- При незаполненных напорных трубопроводах до питательного узла необходимо произвести их заполнение от 2НЧК-1 (2,3) и отключенный АПЭН. Необходимо открыть напорные задвижки на АПЭН. (Давление в НК АПЭН было бы больше  $80 \text{ кг/см}^2$ )
  - При включении первого питательного насоса в работу предварительно включить АПЭН
  - Напорные задвижки надо открывать для постановки под давление трубопроводов до питательного узла и убеждения, что арматура питательного узла не пропускает
  - В соответствии с требованиями п. 7.15.21 ТРС-002 проверка включения в работу САОР в полном объеме в режим ожидания выполняется перед началом извлечения стержней СУЗ для вывода реактора в критическое состояние. В данной ситуации не было необходимости вводить САОР предыдущей сменой
- Как можно предотвратить нарушение?**
- Кто бы не торопил главное «Правильное выполнение задачи, а не скорость её выполнения». В спешке любой специалист может сделать ошибку
  - Персонал ЦТАИ нельзя было допускать на продувку датчиков уровня в БС. Так как работы в цепях защит должны выполняться при выведенной защите
  - Не упрощайте поставленную задачу. При получении задания прочтите критически программу, бланк в пределах своих будущих действий, а также условия выполнения, которые выполнили предыдущие смены. Ибо условия могут измениться.
  - Не бойтесь вносить предложения, имейте мужество возразить если Вы правы.
  - Кроме программ, бланков инструкций надо ещё иметь и головку

**Нарушение требования пункта 4.1.2 «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций» (НП-001-15):**

Август 2017г. На энергоблоке №2 Смоленской АЭС при выполнении **ядерно-опасной работы** по программе «Опорожнение и заполнение частей КМПЦ во время ППР на блоке №2 САЭС» снижался уровень воды в КМПЦ на стороне П2 ниже контролируемого штатными уровнемерами БС, при этом **не было выполнено требование о технических и организационных мероприятиях по обеспечению ядерной безопасности по контролю реактора**. Контроль уровня в КМПЦ велся одним способом – только по давлению в РГК (НК ГЦН).

За нарушение требований пункта 4.1.2 «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций» (НП-001-15) начальником отдела инспекций ЯРБ Северо-Европейского МТУ по надзору за ЯРБ Ростехнадзора на САЭС наложены административные взыскания на **НСБ и ВИУР трех смен**.

Согласно требованиям п.13.1.9 «Технологического регламента по эксплуатации энергоблока №2 с реактором РБМК-1000» контроль уровня в КМПЦ на стороне П2 в этом случае должен был вестись еще **вторым способом, через разгерметизированный ТК**. Дотянуть дренажную арматуру

В соответствии ТРС-002-ОТУ, контроль уровня воды в каждой половине КМПЦ и ТК реактора должен осуществляться как минимум двумя способами:

- при наличии уровня в БС – по двум штатным уровнемерам;
- при отсутствии уровня в БС – по давлению в РГК или напорном коллекторе ГЦН по уровнемеру, подключаемому на период ремонта;
- при подключении к КМПЦ ремонтных баков – по уровню в баках;
- по уровню воды в разгерметизированных ТК из ЦЗ.

**Как предотвратить нарушение ?**

**Подключить к ремонтному баку**. Дотянуть дренажную арматуру. Контроль по уровню в каналах недостаточен, так как могут быть случайно перекрыты ЗРК

## **5. Как оперативный персонал мог предотвратить некоторые инциденты**

### **Три Майл Айленд**

Авария на американской АС сделала очевидной необходимость введения в практику такого понятия как «обратная связь по опыту эксплуатации», «культура безопасности».

После аварии американским органам надзора стало известно, что исходное событие этой аварии (открытие и незакрытие предохранительного клапана компенсатора объёма) уже имело место на другой станции аналогичного типа, но там оператор, сразу обнаружив отказ, принял необходимые меры, и инцидент не имел тяжёлых последствий.

На АС «Три Майл Айленд» всё было иначе. Можно предполагать, что если бы операторы этой АС знали об аналогичной аварии, уже имевшей место ранее, последствия были бы мене тяжёлыми.

**Как предотвратить:** Учить персонал правильным действиям, используя опыт АЭС предпочтительно на тренажёре, или на рабочем месте с использованием дополнительных плакатов

### **Чернобыльская катастрофа.**

- ВИУР - зная, что при оперативном запасе меньше 15 ст.РР реактор должен быть заглушен – продолжил выполнение программы.
- НСБ должен был дать команду на заглушение, не спрашивая ЗГИЭ.
- НСС должен был убедить руководство ЧАЭС, что при таком оперативном запасе нельзя выполнять программу

### **АЭС Фукусима1**

14:46, 11марта 2011 года сильнейшее землетрясение мощностью 9,0 баллов произошло в 180 км от побережья Фукусимы (АЭС Фукусима1) в Японии. 1,2,3 –работающие реакторы были заглушены защитой, включилась система аварийного расхолаживания



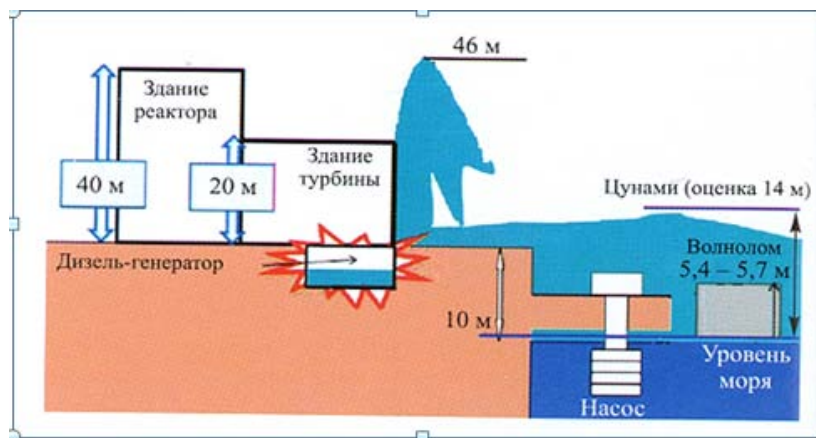


Рис. 2. Волна цунами пришла к АЭС через час

#### Выявленные недостатки по действиям персонала:

- Персонал убедился, что сработала сейсмическая защита и включилась система аварийного расхолаживания, но не перевёл её в максимальную скорость расхолаживания
- По отчёту японской компании ТЕРКО и компании AREVA у персонала не хватило воображения, что могло произойти и что делать
- Персонал при срабатывании сейсмической защиты мог включить максимальную скорость расхолаживания.
- Запоздалые действия в подаче воды на охлаждения реакторов в последующие дни
- Противоаварийные центры, не выполнили своих функций управления радиационными авариями. (Документ комитета по ядерной безопасности Японии)
- Предложения оперативного персонала БЩУ САЭС:
- Поднять оборудование систем безопасности так, чтоб его не затопило при разрыве деаэратора или трубопровода питательной воды.
- Установить ДГ, способные запустить станцию с «нуля»
- Заменить турбогенераторы на водо-водяные (ТВВ)

#### 6. Наставничество на САЭС

Наставничество — одна из форм развития и профессионального роста работников, при которой более опытный и квалифицированный работник (наставник) передает своему подопечному (ученику) знания, навыки и компетенции, необходимые для эффективного выполнения профессиональных обязанностей

На САЭС действует «Положение о наставничестве и работе с молодыми специалистами (работниками)

Задачи наставничества

- сокращение срока адаптации новых сотрудников и практикантов;
- развитие работников в рамках текущей должности и повышение степени
- готовности к вышестоящей должности;
- передача критически важных знаний;
- развитие и мотивация наставников.

Четыре вида наставничества:

- наставничество для практикантов;
- наставничество для молодых специалистов и молодых работников;
- наставничество для передачи критически важных знаний;
- наставничество для участников УКР и руководителей (менторинг).

В соответствии с ПЖс-001-ОРП должна выполняться оценка эффективности программы наставничества.

15 марта 2018г Путин В.В. Подписал указ о вручении знаков отличия «За наставничество».

Приказ президента России. Приказ-1921 от 21 сентября 2015 года

**Пункт 1. Правительству Российской Федерации обеспечить**

д) совместно с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации создание при участии государственных корпораций и акционерных обществ, а также автономной некоммерческой организации «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов» инфраструктуры для массовой подготовки высококвалифицированных рабочих и инженерных кадров по стандартам «Ворлдскиллс»,

## ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ПРИ СООРУЖЕНИИ ОБЪЕКТОВ АЭС

*Рухман Г.С.  
Смоленская АЭС*

Сначала немного о себе. Работал на Смоленской АЭС руководителем авторского надзора генпроектной организации-института Гидропроект (впоследствии Атомэнергопроект), затем главным инженером управления капитального строительства станции. Принимал участие в строительстве и вводе в эксплуатацию всех трёх энергоблоков и других объектов САЭС и города Десногорск.

Тема моего доклада - человеческий фактор при сооружении объектов атомных электростанций и это не случайно-именно от людей персонала станции, подрядных организаций, концерна «Росэнергоатом», ГК «Росатом», муниципальных, региональных и федеральных органов, от их знаний, квалификации, подготовки, отношения к работе зависит качество сооружаемых объектов - основа их безопасности.

Безопасность станций на стадии сооружения основывается на качественной работе на всех этапах, основные из которых:

- выбор площадки
- задание на проектирование и техническое задание
- инженерные изыскания
- проектная документация
- экспертиза проекта
- утверждение проектной документации (ГК «Росатом»)

- рабочая документация
- местная экспертиза рабочей документации
- подрядные работы по сооружению объекта
- пусконаладочные работы (в составе главы 9 «Прочие работы и затраты» Сводного сметного расчёта)
- ввод объекта в эксплуатацию

#### **Теперь отдельно по каждому этапу.**

**Выбор площадки** — на этапе человеческий фактор важен как умение из нескольких вариантов выбрать наиболее оптимальный и отстаивать этот выбор перед общественностью и органами государственной власти местного и федерального уровней.

Здесь необходима совместная работа высококвалифицированных специалистов и руководителей проектной и эксплуатирующей организаций.

**Техническое задание** — именно на этом этапе закладываются основные объёмы и детали проекта, проработка решений и требования к разделам проекта специалистами эксплуатирующей организации и подразделений атомной станции на основании опыта эксплуатации и требований технологических регламентов — **ЧТО ПОСЕЕШЬ, ТО И ПОЖНЁШЬ**. Зачастую в процессе строительства, приобретения и монтажа оборудования появляются дополнительные предложения от подразделений (цехов, служб и отделов) атомной станции, влекущие за собой изменения и/или увеличение объёмов и стоимости утверждённого сводного сметного расчёта, переработку проектной и рабочей документации и переутверждение.

#### **Задание на проектирование.**

Исходный документ для выполнения проектных работ по АЭС в целом, содержащий требования к основным технико-экономическим параметрам АЭС.

#### **Цели и задачи строительства АЭС.**

Стадийность проектирования, выбор проектных организаций и распределения объемов работ между ними, данные по площадке строительства, требования к основным проектным решениям и нормативам, требования которых обязательны к применению, перечень необходимых исходных данных для проектирования и требуемый объем проектных работ на стадии проектирования, сооружения и ввода в эксплуатацию. Для этого нужна совместная работа специалистов эксплуатирующей организации, атомной станции и проектной организации с учётом требований нормативных документов и умение отстаивать принятые в задании предложения при утверждении в ГК «Росатом».

**Инженерные изыскания** выполняются квалифицированными изыскательскими партиями (как правило, в составе генпроектной организации). Важность этого этапа трудно переоценить. Характеристики геологического основания должны соответствовать всем требованиям нормативных документов и обеспечивать долговечную и безопасную эксплуатацию атомной станции.

**Проектная документация** — это кропотливая работа проектной организации с учётом всех требований технического задания и задания на проектирование, в результате которой появляется основной документ - проект, определяющий объём и стоимость всех работ по сооружению объекта. Проектная документация должна учитывать все действующие нормативные документы, действующие на момент утверждения задания на проектирование. Отдельно хочу остановиться на документе **ПиН АЭ-5.6** «Нормы строительного проектирования атомных станций» Я не знаю аналогов этого документа-разработан институтом Атомтеплоэлектропроект и

утверждён более 30 лет назад-1 января 1987 года. В этом документе в лаконичной форме изложены требования к зданиям и сооружениям атомных станций и их системам, особых воздействий, учитываемых при проектировании, таких как:

- экстремальных ветровых и снеговых нагрузок повторяемостью 1 раз в 10 тыс. лет;
- экстремальных температур;
- ураганов, смерчей (торнадо), волн цунами;
- максимального расчетного землетрясения (МРЗ);
- максимальной проектной аварии (МПА);
- воздушной ударной волны (ВУВ);
- падения самолёта

Расчетные температуры наружного воздуха принимают, исходя из периода их повторяемости 1 раз в 10 тыс. лет.

Расчетные нагрузки от ураганов, смерчей (торнадо), волн цунами принимают, исходя из периода повторяемости этих природных явлений 1 раз в 10 тыс. лет.

Насколько я знаю, в него за эти годы не внесено ни одного изменения, что подтверждает его значения и качество. Я преклоняюсь перед его создателями!

Именно материалы проекта дают все решения по обеспечению безопасной эксплуатации объекта и являются основой для разработки рабочей документации и работы всех экспертных, согласующих, утверждающих, контролирующих и инспектирующих организаций.

**Экспертиза проекта** — эта прежде всего экспертные заключения по проекту и его разделам подразделениями эксплуатирующей организации, ГК «Росатом» и федеральных органов по рассмотрению материалов проекта, подтверждающих качественную и безопасную работу всех систем и сооружений атомной станции, постоянное взаимодействие экспертной группы с проектировщиками до полного устранения всех замечаний, что в конечном итоге гарантирует получение положительного заключения.

Предметом экспертизы является оценка соответствия проектной документации заданию на проектирование, требованиям технических регламентов, в том числе санитарно-эпидемиологическим, экологическим требованиям, пожарной, промышленной, ядерной, радиационной и иной безопасности, а также результатам инженерных изысканий.

После проведённых Росатомом анализа и оценки материалы проекта и экспертных заключений направляются в Главгосэкспертизу для получения положительного заключения.

**Утверждение проектной документации** — после получения всех необходимых положительных экспертных заключений и после рассмотрения сводного сметного расчёта проектная документация утверждается в ГК «Росатом». На этом этапе высококвалифицированными специалистами Росатома обеспечивается качественный анализ проектных и экспертных материалов и подтверждение правильности составления сводного сметного расчёта. Утверждённые проектная документация и сводный сметный расчёт являются основанием для открытия финансирования работ по сооружению атомной станции и начала работ по сооружению объекта

**Рабочая документация** для обеспечения работы подрядных строительных организаций и для возможности поставок оборудования на основании утверждённого проекта проектной организацией разрабатывается основной рабочей документацией-рабочая документация, в которой детализируются все решения, заложенные в

проекте. От качества её разработки в основном зависят все строительные-монтажные работы на объекте, их качество, сроки и экономичность. В проектных организациях к этим работам привлекаются наиболее квалифицированные, опытные специалисты, работающие в тесном контакте со специалистами подразделений атомной станции.

**Местная экспертиза рабочей документации** — все разделы рабочей документации перед приёмкой от проектной организации и выдачей в производство направляются в подразделения атомной станции по принадлежности для рассмотрения и подтверждения возможности выдачи в производство. В подразделениях станции для этого приказом по станции назначаются наиболее грамотные, опытные специалисты. При наличии замечаний проектная организация вносит изменения. Окончательно доработанная по замечаниям атомной станции рабочая документация выдаётся в производство для выполнения строительных-монтажных работ и приобретения оборудования.

#### **Подрядные работы по сооружению объекта:**

Выбор подрядчика в соответствии с действующим законодательством подрядные организации, имеющие лицензию Ростехнадзора, выбираются исключительно на конкурсной основе с учётом возможности качественно, в срок, в объёме выделенных средств выполнить весь комплекс работ по сооружению объекта. Для организации и проведения этой работы в Росатоме, концерне и на атомной станции есть подразделения с квалифицированными специалистами.

Качество работ подрядной организации обеспечивается наличием грамотных инженерно-технических работников и рабочих специальностей, строительных механизмов и инструментов, материалов и изделий, технологий и рабочих процессов в соответствии с программой обеспечения качества по каждому виду работ. Контроль качества проводится лабораториями и технической инспекцией подрядчика, комиссионной приёмкой работ техническим надзором заказчика и авторским надзором проектной организации. Работы по системам безопасности и важным для безопасности контролируются Ростехнадзором.

Жёсткий и грамотный многоступенчатый контроль качества изготовления оборудования, проводимый специалистами подразделений станции и эксплуатирующей организации является гарантией безопасной работы систем и объекта в целом.

Сроки строительства устанавливаются договором подряда и обеспечиваются чётким планированием и организацией работ, своевременными поставками оборудования заказчиком.

Вопросы, возникающие при проведении строительных-монтажных работ, оперативно решаются работниками технического и авторского надзора с привлечением специалистов проектной организации. При необходимости внесения изменений в рабочую документацию оформляются технические решения с участием ответственных представителей подрядчика, заказчика и проектной организации. Если принятое техническое решение ведёт к изменению решений, принятых в проекте, влияет на сметную стоимость, проводится комплекс мероприятий по внесению изменений в проектную документацию с переутверждением.

Большое внимание на строящихся объектах уделяется вопросам охраны труда, технике безопасности и пожарной безопасности и постоянный контроль ведётся

специалистами атомной станции с еженедельным рассмотрением вопросов и подведением итогов.

Отдельно хочу отметить, важность качественных геодезических съёмок всех выполняемых работ с отображением в исполнительных схемах. Этим обеспечивается соответствие проектным решениям и сводит к минимуму объём дополнительных работ по ликвидации отклонений. При приемке работ технический надзор заказчика должен выполнять контрольную геодезическую съёмку для проверки соответствия выполненных работ их отображению на предъявленных подрядчиком исполнительных чертежах.

**Пусконаладочные работы** — по завершению отдельных этапов работ по монтажу инженерных систем и оборудования и по завершению строительных-монтажных работ в целом проводится комплекс пусконаладочных работ, обеспечивающих работу отдельных систем и объекта в проектном режиме. Для этого на конкурсной основе привлекаются опытные наладочные организации. Непосредственное участие в этих работах принимают специалисты подразделений станции.

**Ввод объекта в эксплуатацию** — завершающий этап работ по сооружению объекта, на котором рабочими и приёмочными комиссиями проверяется весь комплекс работ, исполнительная документация и результаты испытаний и комплексного опробывания. Подтверждением соответствия выполненных работ проекту и нормативной документации является положительное заключение, выдаваемое Ростехнадзором.

На основании решения Приёмочной комиссии о приёмке и готовности объекта к эксплуатации госкорпорацией «Росатом» оформляется разрешение о вводе объекта в промышленную эксплуатацию.

Большую ответственность несут организации и специалисты, в них работающие за качество работ и услуг соответствующих нормам и правилам в области использования атомной энергии в течение всего проектного срока службы объекта использования атомной энергии в соответствии с ФЗ №170 «Об использовании атомной энергии».

Ежегодное поддержание квалификации персонала АС обеспечивается поддержанием профессиональных знаний и практических навыков, необходимых для выполнения должностных обязанностей. Проводится по программам поддержания квалификации в соответствии с требованиями ПОРП (правила организации работы с персоналом), в том числе технических нормативов и регламентов в объёме должностных инструкций специалистами из числа оперативного персонала 1 раз в 2 года, остальными специалистами 1 раз в 3 года.

В завершение прошу принять во внимание то, что я рассказал о системе сооружения объектов в период моей работы до 2014 года, кое-что уже изменилось, но если в моём выступлении что-то вызвало интерес, буду рад.

---

## **НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ЧЕРНОБЫЛЬСКОЙ АВАРИИ.**

---

*Патраков А.И.  
Смоленская АЭС*

Чернобыльская катастрофа стала не только техногенной аварией на долгие годы, бросившая тень на всю ядерную энергетику, посеявшую недоверие к ней в обществе, но и стала поворотной точкой для качественно изменения отношений к обеспечению безопасности

на АС и вывела на новый уровень использования атомной энергии, когда безопасность АС стала приоритетом государственной политики.

После ряда серьезных аварий на АС (загорание графита на английской АС, потеря теплоносителя на американской АС и конечно трагедия на Чернобыльской АС), в рамках МАГАТЭ была сформирована Международная консультационная группа (комиссия) по ядерной безопасности (группа INSAG).

Перед ней были поставлены задачи:

1. Провести анализ состояния ядерной безопасности на атомных станциях.

2. Выработать и выдать рекомендации по обеспечению безопасности на АС и невозможности повторения подобных ситуаций.

Анализ инцидентов на АС показал, что  $\frac{3}{4}$  случаев аварийного облучения персонала связано с ошибками персонала, а не техническими или процедурными отказами оборудования, т.е. на первое место выходит так называемый человеческий фактор.

При этом были выявлены, определены и даны качественные и количественные характеристики наиболее важных терминов и определений в системе обеспечения безопасности АС:

- Культура безопасности.
- Человеческий фактор.
- Инструменты по предотвращению нарушений в работе персонала.

Комиссия сделала выводы:

1. Вопросы безопасности АС необходимо решать через человека.

2. Установление по АС добротной культуры безопасности – один из основных принципов организации безопасной эксплуатации АС.

С учетом общепринятых рекомендаций и докладов группы INSAG подтверждается, что установление культуры безопасности на АС является основным принципом управления в целях обеспечения безопасной эксплуатации АС.

Культура безопасности (по НП-001-15) – набор характеристик и особенностей деятельности организаций и поведения отдельных лиц, который устанавливает, что вопросам обеспечения безопасности АС, как обладающим высшим приоритетом, уделяется внимание, определяемое их значимостью.

Культура безопасности по своей сути является одновременно и структурной и позиционной, т.е. безопасность АС зависит не только от структурной организации безопасности (наличие физических барьеров, систем безопасности и т.д.) но и какова позиция, подходы, приверженность отдельных лиц к безопасности и образ их мышления.

Культура безопасности – нравственная категория, направлена (адресована) человеку, личности и относится к 1-му уровню глубоко эшелонированной защиты при обеспечении безопасности АС.

Ранее (примерно до начала 80-х годов) предполагалось что безопасность АС складывается только из инженерных решений и мероприятий, призванных обеспечить предотвращение аварий. После Чернобыльской трагедии и выводов группы INSAG стало очевидным, что проблемы обеспечения безопасности АС необходимо решать так же через человека, который проектирует, конструирует, монтирует и эксплуатирует АС. Был сделан вывод о том, что важным и наиболее слабым звеном в системе обеспечения безопасности

при использовании атомной энергии является человек, отсюда и повышенные требования к персоналу АС.

Человек работающий на АС должен быть технически грамотен, привержен идеи безопасности на уровне инстинкта, осознавать возложенную на него ответственность и четко представлять себе о значительном разрушительном потенциале ядерной энергии в условиях потери контроля за управляемой цепной ядерной реакцией, осознавать, что его квалификационная и психологическая подготовленность является приоритетной целью и внутренней потребностью в обеспечении безопасности АС. Задача персонала обеспечить безопасность АС настолько высокой, чтобы она воспринималась обществом как абсолютная безопасность.

Всё это достигается путем:

- проведения необходимого подбора, обучения и подготовки персонала;
- установления и строгого соблюдения дисциплины;
- четкой персональной ответственности;
- правильного использования инструментов человеческого фактора по предотвращению ошибок при выполнении любых работ, связанных с безопасностью.

Поскольку персонал своими действиями способен как предотвратить развитие события, так и усугубить его, важно, чтобы его действия были правильными в сложившейся ситуации. Для достижения этого необходимо стремиться избежать ошибки при выполнении любых работ, связанных с безопасностью.

А это достигается реализацией главных инструментов человеческого фактора для предотвращения ошибок, а именно:

- четкие коммуникации;
- контроль действий, включая самоконтроль;
- инструктажи до/после проведения работ;
- правильное пользование и приверженность инструкциям;
- использование опыта эксплуатации;
- критический подход.

У человека не должно быть механического понимания выполняемой им работы. Профессиональное поведение человека можно охарактеризовать как подход: «Остановись – Подумай – Сделай - Проверь».

После Чернобыльской аварии существенно изменился подход к формированию нормативно-правовых документов и полностью переработана вся система нормативно-правовых документов при использовании атомной энергии на АС и определена как логически полная и непротиворечивая совокупность документов, которые создают и регламентируют условия безопасной эксплуатации АС, с учетом социальных, экологических и экономических выгод для всего общества. В них сконцентрирован отечественный и зарубежный опыт создания и использования ядерных технологий, и они устанавливают требования к безопасному использованию атомной энергии на АС в виде принципов, критериев, условий и регламентируют допустимые значения параметров и условий при которых эти параметры выполняются.

На сегодняшний день имеется достаточно совершенная концепция обеспечения безопасности АС и реальная нормативная база, охватывающая весь жизненный цикл АС.

На основании рекомендаций инсаговской группы и собственного анализа Чернобыльских событий в России был разработан и реализован ряд различных мероприятий по модернизации, доработке и реконструкции

систем и элементов АС, что привело к невозможности повторения подобных нарушений в работе АС. Ответственна атомная энергетика вышла на новый высокий уровень обеспечения безопасности при использовании ядерных технологий.

Авария на ЧАЭС изменила в какой-то степени отношение к безопасности АС и подорвала веру в стабильную безгрешность АС. Начались всевозможные брожения, различного рода дискуссии на тему, а так ли уж безопасна атомная энергетика. К вопросу о том надо ли строить АС и развивать ядерные технологии. Ответ один и очевиден. Конечно строить и развивать, по одной простой причине. Получение тепловой и электрической энергии с использованием ядерных технологий по сравнению с углеводородными – это прогрессное явление. А прогресс, как показывает практика жизни человека на земле – не остановить.

К вопросу, а можно ли построить абсолютно безопасную АС. При сегодняшнем развитии техники построить такую АС возможно. Для этого необходимо. При проектировании и изготовлении всех систем и элементов АС использовать современные особо прочные материалы, сталь, сплавы типа различного рода «пенографитов». Одновременно с этим предусмотреть многократное резервирование всех систем и элементов АС. А лучше закопать АС в землю на глубину 1,5-2,0 км, ибо опыт строительства реакторов под землёй у нас в стране накоплен достаточный, тогда такая АС будет абсолютно безопасной для персонала, населения и окружающей среды.

Но стоимость электроэнергии такой станции будет заоблачной.

Поэтому всегда при проектировании и строительстве АС выбирается компромиссный (оптимальный) вариант по пословице «и овцы целы и волки сыты». Когда затраты на обеспечение безопасности АС будут минимальными (но безопасность АС находится на достаточно высоком уровне), а стоимость электрической энергии будет минимальной.

Поэтому на всех этапах жизненного цикла АС (проектирование, строительство, эксплуатация и снятие с эксплуатации) определяются, выбираются и обосновываются различные функции, принципы, критерии, пределы и условия безопасной эксплуатации АС. Опробованные организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации АС заносятся в законы, федеральные нормы и правила, условия действия лицензий, что придаёт им статус закона и его обязаны выполнять все физические и юридические лица на любых этапах жизненного цикла АС.

Точное, правильное и главное своевременное выполнение этих мероприятий с учетом грамотного применения инструментов по предотвращению ошибок в работе персонала приводит к тому, что АС будет безопасной, т.е. её радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду не будет превышать значений, определённых нормативно-технической документацией.

В настоящее время имеется достаточно совершенная концепция обеспечения безопасности АС и реальная нормативная база, охватывающая весь жизненный цикл АС. Всё это вместе гарантирует абсолютную безопасность и эффективную эксплуатацию АС.

## ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

*Фианцев В.С., Сигал М.В.*

*АО «ВНИИАЭС»*

Работа по созданию методического обеспечения для оценки экономической эффективности мероприятий по модернизации АЭС должна учитывать особенности эксплуатации энергоблоков и целевую направленность этих мероприятий.

В настоящее время разработано методическое обеспечение для оценки экономической эффективности мероприятий по модернизации АЭС, обеспечивающих повышение экономической эффективности действующих энергоблоков АЭС (увеличение выработки электроэнергии, повышение КИУМ, энергосбережение и повышение энергетической эффективности). Эти мероприятия имеют четкую целевую ориентацию и проявление экономического эффекта, что позволило пойти по пути разработки типовых решений для методического обеспечения.

С этой целью была разработана совокупность формализованных схем проведения расчетов для типовых мероприятий по модернизации, которые различаются по техническим, энергетическим, производственным и экономическим параметрам и результатам их внедрения. Для этого проведена классификация мероприятий по модернизации АЭС и оценкой их влияния на технико-экономические показатели АЭС с целью определения состава типовых мероприятий и информационно-алгоритмических схем (ИАС) проведения расчетов.

В состав типовых мероприятий включены:

- повышение КПД за счет внедрения мероприятий по снижению собственного потребления электрической энергии;
- повышение КПД за счет внедрения мероприятий по снижению собственного потребления электрической энергии и электрической мощности;
- увеличение установленной электрической мощности энергоблока без перемаркировки его мощности;
- повышение КПД за счет внедрения мероприятий по снижению собственного потребления тепловой энергии;
- оптимизация процессов ТОиР за счет применения средств труда (оснастки) с целью экономии трудовых ресурсов;
- оптимизация процессов ТОиР за счет применения средств труда (оснастки) с целью сокращения сроков ремонта энергоблоков.

При разработке ИАС для типовых мероприятий по модернизации АЭС обеспечено решение следующих задач:

- упрощение расчета;
- создание экономической модели;
- установление четкого алгоритма и формата обработки и представления исходной и результирующей информации по упрощенной модели расчета.

Для типовых мероприятий разработаны ИАС с применением двух методов оценки:

- статический метод;
- динамический метод.

ИАС с использованием статического метода предназначена для практического использования работниками АЭС при проведении расчетов оценки экономической эффективности мероприятий при их планировании на этапе включения в комплексную долгосрочную программу мероприятий (КДПМ), которая разрабатывается на пять лет. Применение данного метода на этапе включения мероприятия в КДПМ объективно обусловлено высоким уровнем неопределенности решаемой проблемы эксплуатации АЭС относительно сроков, затрат и конечных результатов внедрения мероприятия. Проведение расчетов этим методом производится в постоянных ценах текущего периода и базируется на усредненных годовых показателях эксплуатационных расходов и экономического эффекта по годам последующего после внедрения мероприятия периода. При этом определяются показатели простого срока окупаемости и доходность инвестиций.

Динамический метод применяется на этапе годового горизонта планирования и принятия решения о финансировании мероприятий, ранее включенных в КДПМ. Это объективно обусловлено повышенным уровнем определенности относительно сроков, затрат и конечных результатов внедрения мероприятия, чем это было при его включении в КДПМ. Проведение расчетов этим методом позволяет получить интегральную оценку эффективности инвестиций с учетом изменения получаемого эффекта от внедрения мероприятий, а также изменений стоимости денег во времени, инфляции, цен по составляющим эксплуатационных расходов и инвестиционных затрат по годам жизненного цикла мероприятия. При этом определяются следующие расчетные показатели оценки экономической эффективности вложения инвестиций в мероприятия: чистый дисконтированный доход; индекс доходности инвестиций; простой срок окупаемости; дисконтированный срок окупаемости; внутренняя норма доходности.

В ИАС для каждого типа мероприятий и применяемого метода расчета определены:

- конечные результаты экономической деятельности АЭС при внедрении мероприятия;
- метод расчета по параметрам внедряемого мероприятия по модернизации;
- последовательность выполнения логических действий для определения показателей экономической эффективности вложений;
- последовательность выполнения расчетных действий с формулами проведения расчетов по оценке экономической эффективности внедрения мероприятия для определения количественных расчетных значений показателей экономической эффективности вложений;
- условия соответствия полученных расчетных значений оценки экономической эффективности мероприятия требованиям АО «Концерн Росэнергоатом» по нормативному уровню доходности и окупаемости вложенных финансовых средств (инвестиций).

Кроме того все разработанные ИАС содержат:

- экономическую модель в формате Excel для выполнения необходимых расчетов с примером проведения расчета по оценке экономической эффективности внедрения мероприятия данной категории;
- инструкцию для персонала АЭС по работе с экономической моделью в формате Excel для выполнения необходимых практических расчетов.

ИАС позволяют персоналу АЭС после ввода исходных данных по планируемому для внедрения мероприятию получать результаты оценки по типовым мероприятиям модернизации АЭС в автоматическом режиме.

Проведенная работа является первой стадией создания методического обеспечения для практического использования работниками АЭС при проведении расчетов по оценке экономической эффективности мероприятий по модернизации на различных этапах планирования этих мероприятий.

Второй этап создания методического обеспечения направлен на разработку методов оценки эффективности мероприятий по повышению надежности работы энергоблоков АЭС. Целевая направленность этих мероприятий должна обеспечивать повышения надежности и устойчивости работы оборудования АЭС (предотвращение потерь). Для этих мероприятий требуется другие методические подходы, позволяющие проводить оценку эффективности вложений при внедрении мероприятий, направленных на исключение или существенное снижение количества отказов элементов энергоблока с экономическими потерями.

Оценка экономической эффективности мероприятий по повышению надежности энергоблока должна осуществляться по этапам:

- технический анализ надежности элемента энергоблока для определения основного показателя – наработка элемента на отказ с экономическими потерями;
- экономический анализ с расчетом экономических показателей эффективности внедрения мероприятия по повышению надежности энергоблока.

Технический анализ надежности элемента необходимо проводить с целью обоснования применения в дальнейших расчетах показателя - наработка элемента на отказ с экономическими потерями для:

- установленных и находящихся в эксплуатации на данном энергоблоке элементов;
- планируемых к установке на данном энергоблоке новых элементов при замене находящихся в эксплуатации.

Для определения показателя надежности установленного на энергоблоке элемента, приводящего к отказам с экономическими потерями, необходимо использовать данные обобщенной статистической информации о надежности работы анализируемого элемента на всех энергоблоках АЭС концерна, на которых установлен такой элемент, за весь период их эксплуатации. На базе этой информации формируется обобщающая оценка надежности элемента энергоблока по показателю – наработка элемента на отказ с экономическими потерями и принимается решение о необходимости проведения мероприятия по повышению надежности энергоблока.

При планировании внедрения мероприятий по повышению надежности работы энергоблока требуется проведение оценки надежности и экономических потерь, а также учета затрат капитального характера на проведение этого мероприятия и возможных при этом изменений эксплуатационных расходов при следующих вариантах дальнейшей эксплуатации энергоблока:

- без внедрения мероприятия по повышению надежности с использованием установленных и находящихся в эксплуатации элементов энергоблока со

старыми характеристиками по надежности (старый элемент);

- с внедренным мероприятием по повышению надежности с использованием вновь установленных элементов энергоблока с улучшенными характеристиками по надежности (новый элемент).

Расчет экономических показателей эффективности внедрения мероприятий по повышению надежности энергоблока производится на многолетнем горизонте расчета для старого и нового элемента энергоблока, которые различаются по ресурсу, надежности, капитальным и эксплуатационным затратам. Это позволяет проводить сравнительную оценку экономической эффективности надежности работы энергоблока с учетом количества отказов старого и нового элемента энергоблока при принятом горизонте расчета, а также капитальных и эксплуатационных затрат на дальнейшую эксплуатацию энергоблока с возможными неоднократными заменами старых и новых элементов в связи с исчерпанием их ресурса.

Величина экономических потерь при отказе элемента определяется по действующим правилам торговли электрической мощностью и электрической энергией. Расчеты упущенной выгоды и потерь при снижении оплаты поставок мощности и энергии из-за низкой готовности оборудования производятся в постоянных ценах текущего года, когда принимается решение о включении мероприятия в КДПМ или принимается решение о его финансировании.

Интегральный экономический эффект определяется как разница между прогнозной интегральной величиной затрат на дальнейшую эксплуатацию энергоблока АЭС после внедрения мероприятия и прогнозной интегральной величиной затрат на дальнейшую эксплуатацию энергоблока АЭС без внедрения мероприятия.

Показателем экономической эффективности мероприятия по надежности является индекс эффективности вложенных средств, определяемый отношением величины интегрального экономического эффекта к интегральной величине вложенных финансовых средств на повышение и поддержание повышенного уровня надежности при дальнейшей эксплуатации энергоблока после внедрения мероприятия. Значение этого расчетного показателя должно отвечать требованиям АО «Концерн Росэнергоатом» по нормативному уровню этого показателя.

## ЛЕНИНГРАДСКАЯ АЭС СЕГОДНЯ – ЗАВТРА

*Карраск М.П.*

*Ленинградский филиал Межрегиональной общественной организации концерна «Росэнергоатом»*

### Введение

Ключевыми особенностями географического положения Ленинградской АЭС являются (рис. 1):

- близость ко второму промышленному центру страны;
- близость к Северо-Западному транспортному хабу;
- близость к Евросоюзу.

Ленинградская АЭС была построена для устойчивого электроснабжения Северо-Западного экономического района, территория которого тогда соответствовала современному Северо-Западному федеральному округу, надежно и безопасно работает почти 45 лет. Общая выработка электроэнергии за годы эксплуатации достигла триллиона кВт·ч. Сегодня Ленинградская АЭС и Кольская АЭС обеспечивают более трети потребностей СЗФО в электроэнергии (рис. 2).

### 1. Этапы жизненного цикла Ленинградской АЭС

Ввод в эксплуатацию энергоблоков осуществлялся:

- блок 1 в 1973 году;
- блок 2 в 1975 году;
- блок 3 в 1979 году;
- блок 4 в 1981 году.

Этапы жизненного цикла энергоблоков составили:

- (1973 – 1981 гг.) – ввод в эксплуатацию и освоение проектной мощности;
- (1982 – 1988 гг.) – проектный режим эксплуатации энергоблоков;
- (1989 – 1998 гг.) – реконструкция и повышение безопасности энергоблоков;
- (1998 – 2004 гг.) – продолжение реконструкции и ПСЭ энергоблоков;
- (2004 – 2026 гг.) – работа энергоблоков после продления сроков их эксплуатации.

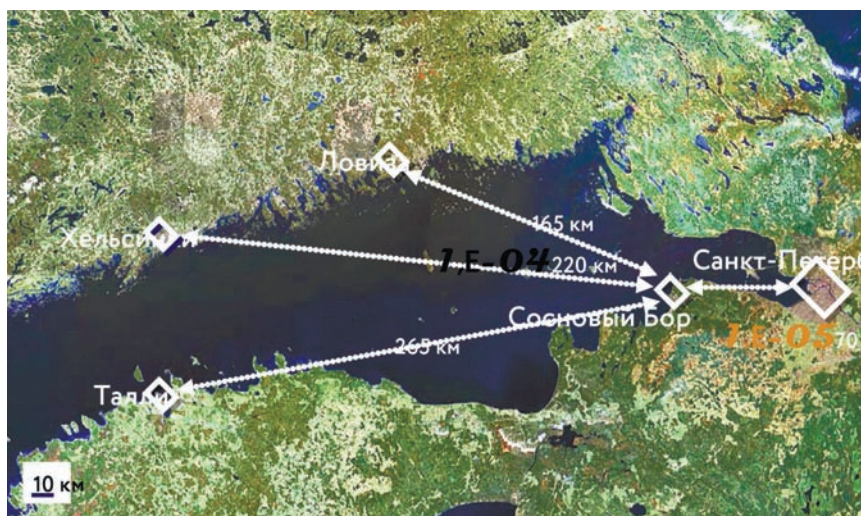


Рис. 1. Географическое положение Ленинградской АЭС



Рис. 2. Доля энерговыработки АЭС в СЗФО

Продление срока эксплуатации включает повышение безопасности (модернизация энергоблоков), управление сроком службы элементов энергоблоков, подготовку отчета по УОБ с последующим получением лицензии на эксплуатацию энергоблоков за пределами 30-летнего срока.

## 2. Повышение безопасности и продление срока эксплуатации

По мере приближения к исчерпанию 30-летнего ресурса энергоблоков были развернуты масштабные работы по повышению безопасности и продлению срока их эксплуатации по основным направлениям (имеющим равный приоритет):

- ядерная безопасность;
- техническая безопасность;
- радиационная безопасность;
- пожарная безопасность;
- физическая безопасность.

Вновь построены объекты систем безопасности:

- здания САОР энергоблоков № 1 и № 2 (зд.402/А и зд.402/Б);
- береговая насосная СНТВ (зд.480);
- кабельные эстакады.

В результате проведенных мероприятий уровень безопасности блоков был повышен на порядок – до требований, предъявляемых к новым блокам (рис. 3).

Основными итогами модернизации энергоблоков являются:

- энергоблоки ЛАЭС являются современными автоматизированными комплексами, предназначенными для безопасного производства электроэнергии и тепла;
- внедрены дополнительные системы, важные для безопасности: КСКУЗ, УСБ-Т, САОР, СНТВ, САЭ, СКАЛА-МИКРО;
- модернизированы существующие системы, важные для безопасности (СВБ);
- обоснован ресурс действующего оборудования;
- внедрена концепция «Течь перед разрушением»;
- эффект работ по продлению срока эксплуатации эквивалентен вводу 2 новых энергоблоков современного дизайна;
- продление срока эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС создало достаточный временной задел для сооружения замещающих мощностей Ленинградской АЭС-2.



Рис. 3. Снижение вероятности повреждения активной зоны



Срок эксплуатации энергоблоков был продлен на 15 лет:

- блок 1 (1973-2003) – до 2018 г.
- блок 2 (1975-2005) – до 2020 г.
- блок 3 (1979-2009) – до 2024 г.
- блок 4 (1981-2011) – до 2026 г.

### 3. Повышение безопасности энергоблоков 2011-2017 гг.

Мероприятия по повышению безопасности энергоблоков (постфокусимские):

- в 2011-2012 годах:
  - поставка мобильной противоаварийной техники;
  - анализ запроектных аварий;
  - разработка дополнительных проектных решений;
- в 2013-2014 годах:
  - закупка комплектующих изделий и частей;
  - внедрение системы сейсмозащиты;
  - разработка решений по оснащению энергоблоков «аварийными» КИП;
  - разработка проектной документации;
- в 2015-2017 годах:
  - реализация дополнительных проектных решений на энергоблоках.

### 4 Сооружаемые энергоблоки ВВЭР-1200

В качестве замещающих мощностей вместо выводимых из эксплуатации энергоблоков РБМК-1000 выбран проект ВВЭР-1200 (рис. 4).

Достоинствами проекта являются:

- усовершенствованные активные системы безопасности;
- широкое применение пассивных систем безопасности;
- ловушка расплава;
- низкая чувствительность к ошибкам персонала;
- значительный (60 лет) проектный ресурс;
- способность работать в маневренных режимах;
- апробированное отечественное оборудование.

2007	Утвержден проект АЭС
2008	Начало строительства блока №1
2009	Начало монтажа устройства локализации расплава
2016	Монтаж корпуса реактора
2017	Физпуск блока №1
2018	Ввод блока в промышленную эксплуатацию



Рис. 4. Общий вид Ленинградской АЭС-2

### 5. Технические характеристики проекта ВВЭР-1200 Ленинградской АЭС-2

Количество энергоблоков первой очереди	2	
Тепловая схема энергоблока	моноблок	
Тепловая схема энергоблока	двухконтурная	
Проектный срок эксплуатации	60 лет	
Отпуск электроэнергии от 2 энергоблоков в базовом режиме	26,36 млрд.кВт.ч в год	
КПД:	брутто	37,5 %
	нетто	34,8 %
Расход электроэнергии на собственные нужды	7,48 %	
Тепловая мощность	3 200 МВт	
Электрическая мощность	1 190 МВт	
ТВС в активной зоне	163	
Время нахождения ТВС в активной зоне	4–5 лет	
Температура теплоносителя на входе в реактор	298 °С	
Температура теплоносителя на выходе из реактора	329 °С	
Расход теплоносителя через реактор	86 000 м <sup>3</sup> /ч	
Давление теплоносителя на входе в реактор	16,2 Мпа	
Число петель главного циркуляционного насоса	4 (рис. 6)	

Реактор — вертикальный сосуд высокого давления, в котором размещены внутрикорпусные устройства (ВКУ), активная зона, органы регулирования и датчики системы внутриреакторного контроля (СВРК), рис. 7.

Турбоустановка К-1200-6,8/50 производства «ЛМЗ» — паровая, конденсационная, «быстроходная» (рис. 8):

Электрическая мощность	1 200 МВт
Частота вращения ротора	3 000 об/мин
Конструктивная схема	2ЦНД+ЦВД+2ЦНД
Давление пара на входе в турбину	- 6,8 МПа

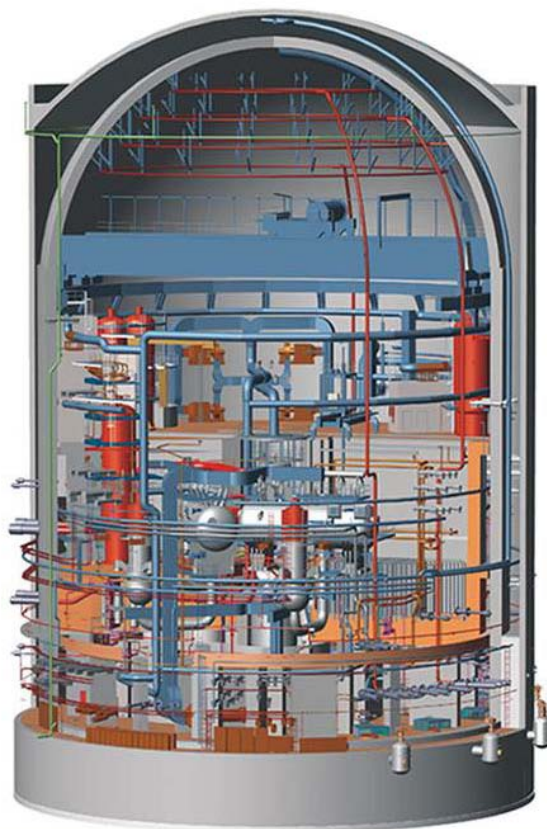
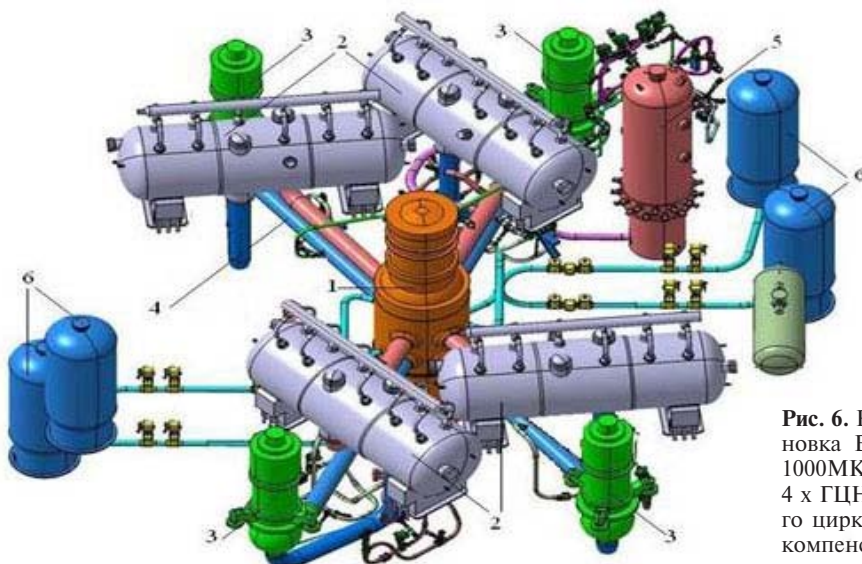
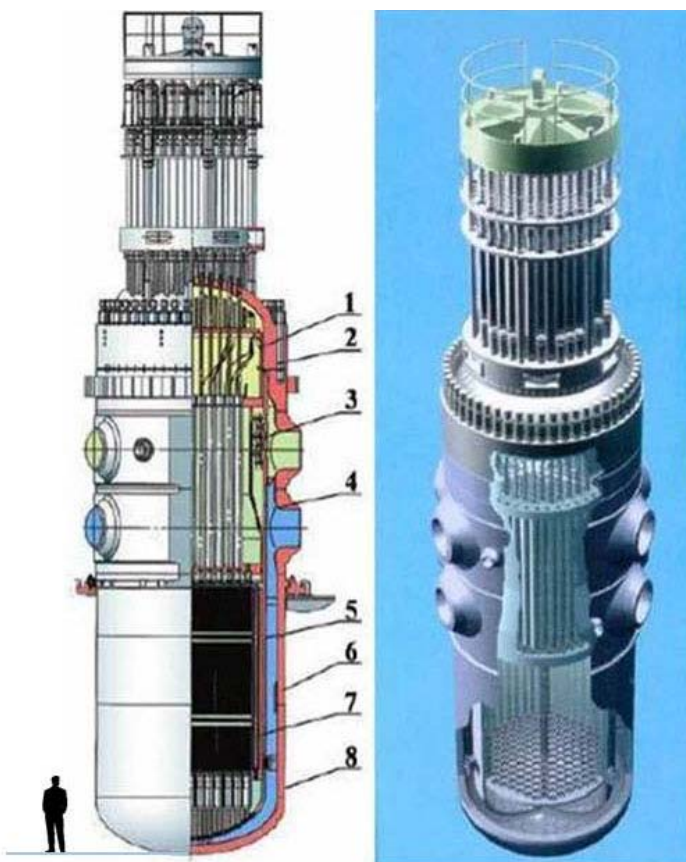


Рис. 5. Компоновка реакторного отделения ВВЭР-1200



**Рис. 6.** Расположение систем. 1 — реакторная установка ВВЭР-1200; 2 — парогенераторы 4 x ГВ-1000МКП; 3 — главные циркуляционные насосы 4 x ГЦНА-1391; 4 — трубопроводы Ду 850 главного циркуляционного контура (ГЦК); 5 — система компенсации давления; 6 — система аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть)



**Рис. 7.** Реактор ВВЭР-1200. 1 — сборка внутриреакторных детекторов; 2 — блок верхний; 3 — блок защитных труб; 4 — шахта внутрикорпусная; 5 — выгородка; 6 — образцы-свидетели; 7 — активная зона; 8 — корпус реактора



**Рис. 8.** Турбоустановка

## 6. Системы безопасности

Для предотвращения или ограничения повреждения РУ и локализации радиоактивных продуктов деления при авариях на АЭС предусмотрены системы безопасности:

- - защитные;
- - локализующие;
- - обеспечивающие;
- - управляющие.

Системы безопасности состоят из 4-х независимых каналов. Производительность, быстродействие и другие характеристики каналов выбраны, чтобы обеспечить ядерную и радиационную безопасность при любых проектных исходных событиях.

Системы аварийного впрыска высокого и низкого давления - обеспечивают подачу раствора борной кислоты в систему теплоносителя реактора при авариях с потерей теплоносителя, включая разрыв ГЦК Ду 850, при давлении теплоносителя ниже рабочего давления системы аварийного впрыска высокого или низкого давления.

Система отвода остаточного тепла совместно с системой аварийного впрыска низкого давления - обеспечивают отвод остаточных тепловыделений и охлаждение РУ при нормальном останове блока, при нарушении нормальной эксплуатации и при проектных авариях (при условии сохранения целостности первого контура).

## 7. Пассивные системы безопасности

Для предотвращения тяжелых аварий или смягчения их последствий предусмотрены пассивные системы безопасности, не требующие вмешательства персонала АЭС, подключения электропитания и включающие:

- систему пассивного отвода тепла через парогенераторы;
- систему пассивного отвода тепла из гермооболочки;
- систему локализации расплава;
- систему удаления водорода из гермооболочки;
- систему химического связывания летучих форм йода;
- средства по аварийному снижению давления в 1 контуре;
- вентиляционную систему для поддержания разрежения в пространстве между оболочками.

Системы пассивного отвода тепла через парогенераторы и пассивного отвода тепла от защитной оболочки предназначены для длительного (не менее 24 часов) отвода тепла при запроектных авариях и обеспечивают предотвращение плавления активной зоны и поддержание давления внутри защитной оболочки при ЗПА, таких как полное обесточивание, полная потеря питательной воды, аварии с малой течью теплоносителя из первого контура и др. (перехода ЗПА в тяжелую фазу).

Система локализации расплава предусмотрена для управления тяжелыми запроектными авариями на внекорпусной стадии. В ловушке расплава осуществляется прием, размещение и охлаждение расплава материалов активной зоны, внутрикорпусных устройств и корпуса реактора (рис. 9).

Система аварийного использования воды из шахты ревизии ВКУ - обеспечивает подачу борированной воды из шахты ревизии ВКУ в устройство локализации расплава при запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны реактора и выходом расплава за пределы корпуса реактора (рис.10).

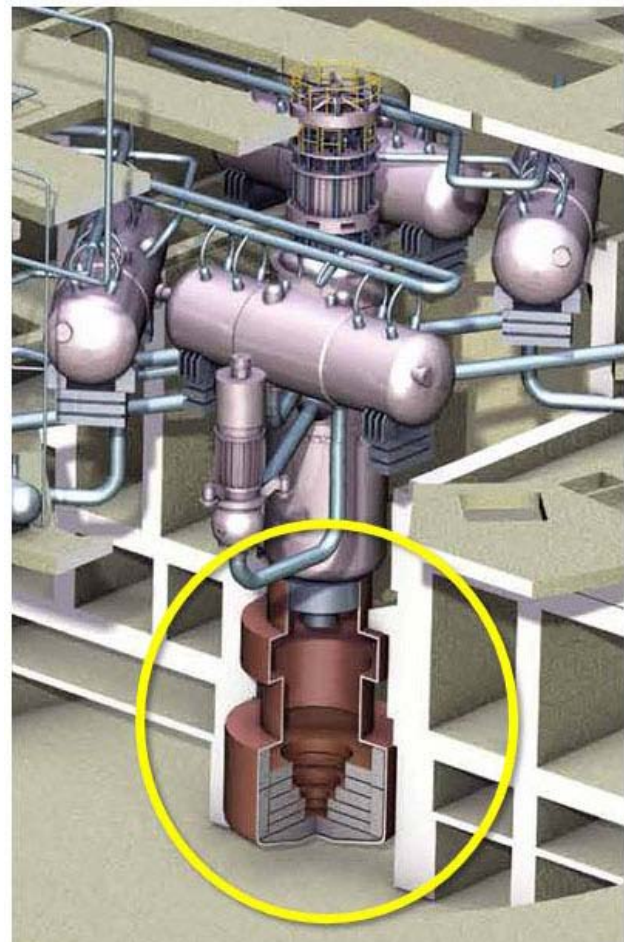


Рис. 9. Ловушка расплава

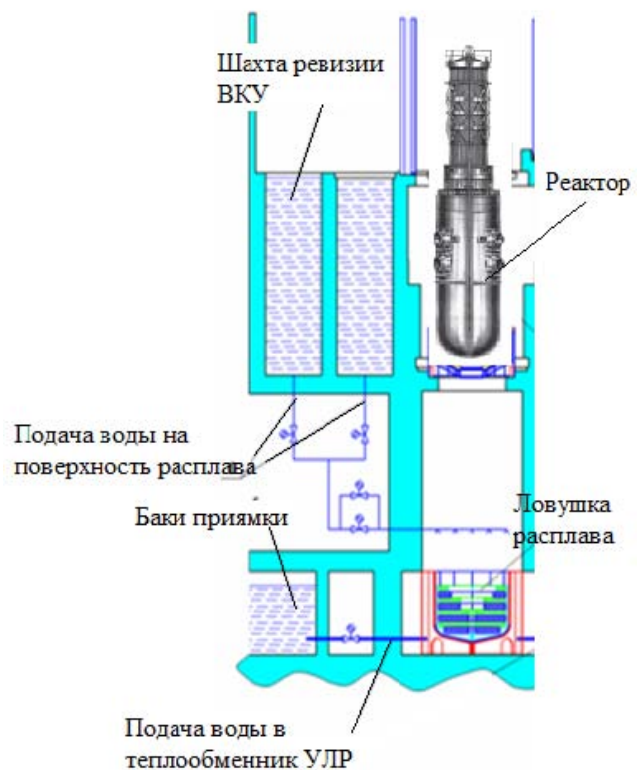


Рис. 10. Система аварийного использования воды из шахты ревизии ВКУ

Система удаления водорода из герметичной оболочки обеспечивает:

- при проектных авариях поддержание концентраций водорода в смеси с водяным паром и воздухом ниже пределов распространения пламени в расчетном диапазоне изменения параметров среды в помещениях под защитной оболочкой;
- при запроектных авариях поддержание концентрации водорода на уровнях, исключающих детонацию и развитие быстрого горения в больших объемах (соизмеримых с размерами основных отсеков контаймента).

### 8. Защита от внешних воздействий

Конструкция внутренней и внешней оболочек предусматривает защиту от следующих внешних воздействий:

- падение самолета;
- ураганы, смерчи, торнадо;
- воздушная ударная волна;

- снеговые нагрузки;
- землетрясения;
- наводнения.

### 9. Подготовка персонала

Подготовка персонала осуществляется на полномасштабных тренажерах блочных пунктов управления энергоблоков ВВЭР-1200 (рис. 11), полностью идентичных оригиналам.

### 10. Автоматизированная система радиационного контроля (АСКРО) (рис. 12)

#### Заключение

Ввод в эксплуатацию замещающих мощностей Ленинградской АЭС на базе энергоблоков нового поколения ВВЭР-1200 обеспечит надежное обеспечение Северо-Западного региона электроэнергией при высоком уровне безопасности ее производства.



Рис. 11. Полномасштабный тренажер энергоблока ВВЭР-1200



Рис. 12. Схема автоматизированной системы радиационного контроля

# ОПЫТ РАЦИОНАЛЬНОГО ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

Олейник В.К.

Ленинградский филиал Межрегиональной общественной организации концерна «Росэнергоатом»

## Введение

Требования по охране и рациональному использованию водных ресурсов определены в соответствующих положениях закона «Об охране окружающей среды» (№7-ФЗ) и Водного Кодекса РФ (№74-ФЗ).

Для проектируемых и строящихся объектов они успешно реализуются и контролируются надзорными органами. На действующих и давно введенных в эксплуатацию реализовать отдельные из этих требований весьма затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно с учетом технико-экономических условий эксплуатации.

## 1. Техническое водоснабжение Ленинградской АЭС

Близость станции к заливу и незначительное превышение ее над уровнем моря предопределила прямоточную систему циркуляционного технического водоснабжения на производственные нужды.

Забор технической морской воды производится из прибрежной зоны Копорской губы Финского залива через две системы водозабора береговыми насосными станциями 1-й и 2-й очереди (рис.1).

Подводящие каналы рассчитаны на скорость течения морской воды, обеспечивающей не размывание грунта и удовлетворяющую требованиям ФГБУ Севзаприбвод.

Рыбозащитные сооружения проектом не предусмотрены.

Аванкамеры циркуляционных насосов оборудованы вращающимися сетками для предотвращения попадания плавающего мусора, водорослей и других биологических объектов в системы охлаждения.

Сброс сточных вод осуществляется через 2 отводящих канала систем охлаждения турбин и 5 выпусков промышленно-ливневых и дренажно-ливневых стоков (без очистки).

Часть стоков систем охлаждения, промышленно-ливневых и дренажно-ливневых направляются в отводящие каналы.

## 2. Охрана водных объектов

Программой вывода из эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС предусмотрен сбор на территории промплощадки дренажно-ливневых сточных вод и строительство очистных сооружений для их очистки.

Начаты работы по технико-экономическому обоснованию и предпроектным изысканиям по трассировке и выбору площадок для расположения очистных сооружений.

В целях выполнения требований Статьи 61 часть 4 Водного Кодекса проводились предпроектные изыскания по установке на водозаборных каналах рыбозащитных сооружений, по результатам которых было предложено 3 варианта с учетом морфометрических и гидрологических условий водозабора Ленинградской АЭС:

- электромагнитного типа, фактически электрошоковые (рис.2);
- воздушно-пузырьковые (отпугивающие);
- жалюзийные с отводящими каналами (рис.3).

Все три оказались не приемлемыми в условиях действующих энергоблоков по технико-экономическим причинам.

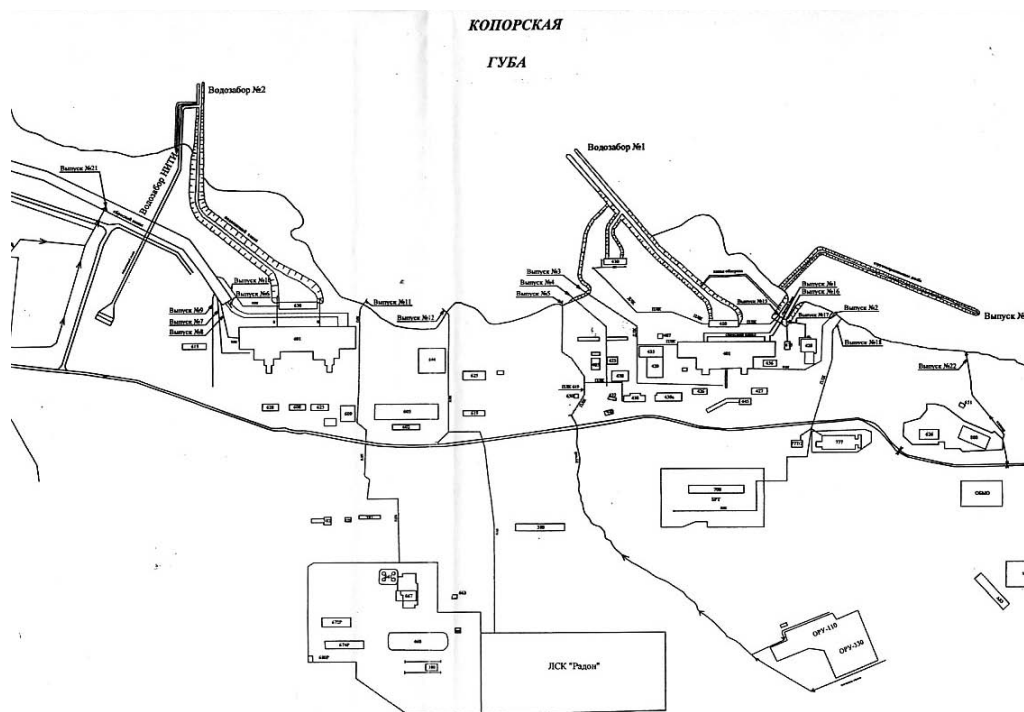


Рис. 1. Схема водозабора-водосброса морской воды на Ленинградской АЭС

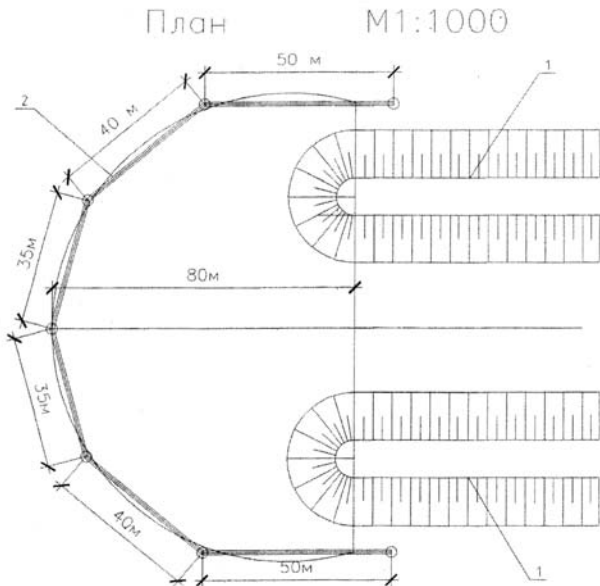


Рис. 2. Схема установки электромагнитных рыбозащитных сооружений

Статьей 62 частью 1 Водного Кодекса предусмотрена обязанность водопользователя соблюдать температурный режим водных объектов. В контрольных створах сбросных каналов максимальное значение температуры воды отмечалось 2,4°C, что не превышает нормативов, установленных СанПиН 2.1.5.1582-10 для водоемов культурно-бытового назначения (не должна превышать 3°C по сравнению со среднемесячной температурой воды самого жаркого месяца года за последние 10 лет) и приказом Минсельхоза России от 13.12.2016 №552 для рыбохозяйственных водоемов (не более, чем на 5°C по сравнению с естественной температурой водного объекта).

### 3. Предложения Ленинградской АЭС

Предложения Ленинградской АЭС заключаются в расширении оголовков водозаборных каналов, перекрытых дамбой, с устройством подводного забора морской воды посредством придонного расположения в

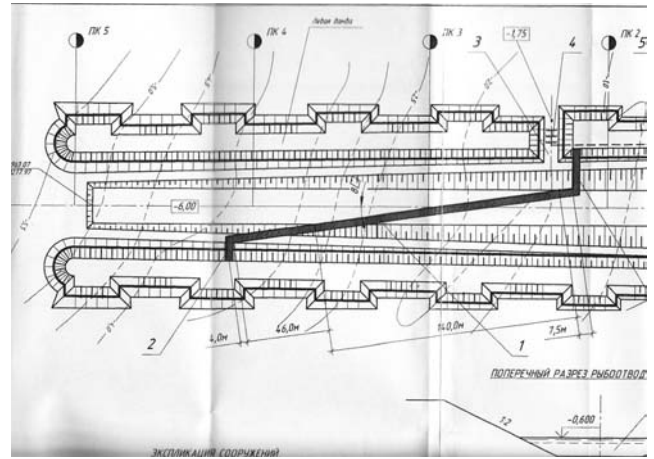


Рис. 3. Схема установки жалюзийных рыбозащитных сооружений

дамбы труб с жалюзийными торцами, удаленными от дамбы на некоторое расстояние для снижения влияния прибойных явлений (рис.4), или с боковыми подводными окнами (рис.5).

Это обеспечит предотвращение попадания в водозаборный канал:

- рыбы (устройство наклонных жалюзий на торцах заглубленных водозаборных труб);
- отмершей водной растительности, поднятой штормовыми явлениями и ветровыми течениями;
- плавающего мусора.

Предложения не могут быть реализованы на действующих водозаборах по технико-экономическим показателям из-за конечного срока эксплуатации энергоблоков 1-й очереди в 2020 году, 2-й очереди в 2026 году.

### 4. Условия водопользования на Ленинградской АЭС

В соответствии с «Правилами подготовки и заключения договора водопользования» (Постановление Правительства от 12.03.2008 №165) договор водопользования согласовывается с Федеральным агентством по рыболовству (Росрыболовство).

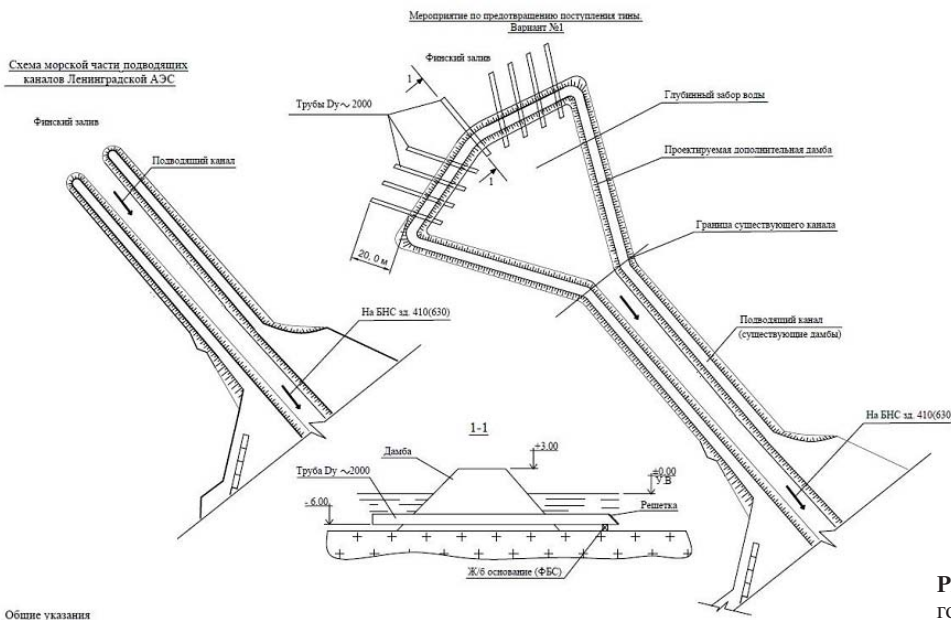


Рис. 4. Схема устройства подводного водозабора (вариант 1)

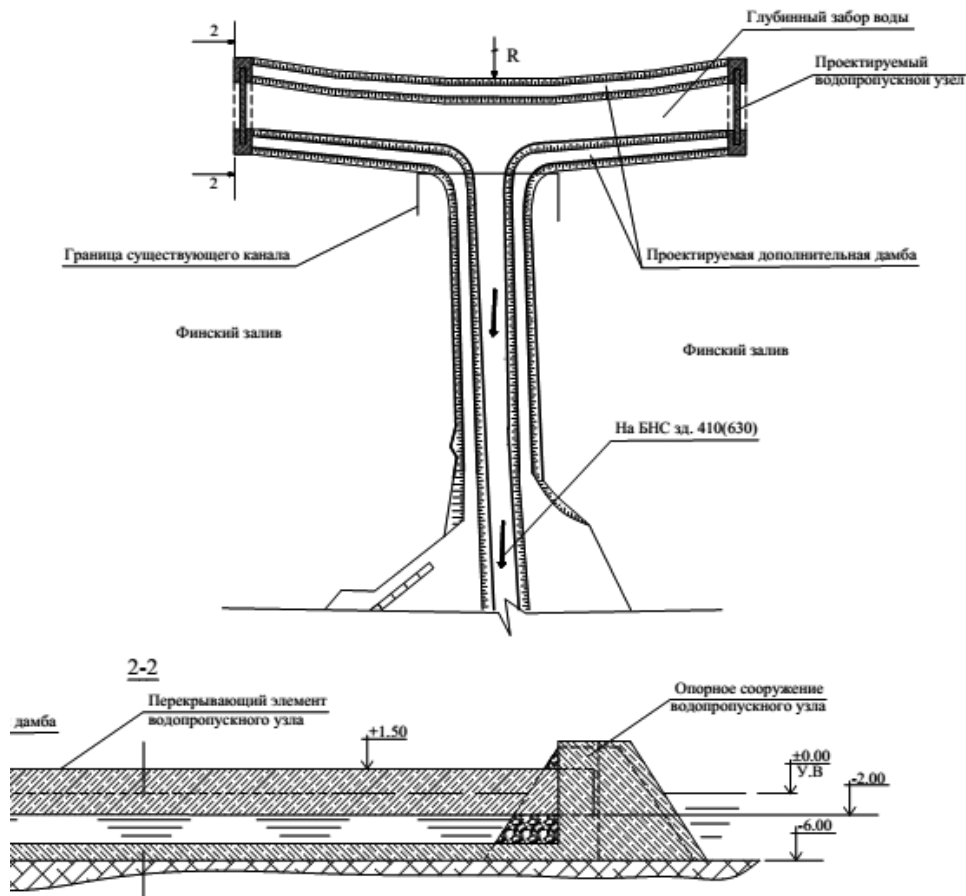


Рис. 5. Схема устройства подводного водозабора (вариант 2)

При заключении договора водопользования на новый срок был получен отказ в согласовании Росрыболовством из-за отсутствия мероприятий по строительству рыбозащитных сооружений. Отказ в согласовании оспорен в судебном порядке, так как в качестве компенсации ущерба рыбным запасам при строительстве и эксплуатации Ленинградской АЭС был построен и введен в эксплуатацию в 1990 году лососевый рыбоперерабатывающий завод на реке Луга.

Решение Арбитражного суда Санкт-Петербурга и Ленинградской области от 12.07.2010 дело № А56-8217/2010:

- признать незаконным включение в Договор водопользования требований об оборудовании водозаборов рыбозащитными сооружениями и приборами учета забора и сброса морской воды;
- обязать НЛБВУ предоставить водный объект – восточную часть Копорской губы для целей производства электрической и тепловой энергии сроком на 20 лет без положений об оборудовании водозаборов рыбозащитными сооружениями и приборами учета забора и сброса морской воды.

Разрешенное годовое водопотребление морской воды (объем допустимого забора водных ресурсов) для филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» договором водопользования № БО-00.00.00.000-М-ДЗВО-Т-2011-00459/00 от 31.03.2011 установлен на 2012-2020 годы в размере 6 484 871,0 тыс. м<sup>3</sup>/год.

В соответствии с приказом МПР от 08.07.2009 № 205 учет объемов забираемых вод осуществляется на основе величины выработки электроэнергии по индивидуаль-

ным нормам водопотребления и водоотведения, согласованным с НЛБВУ на срок до 31.12.2018 письмом от 03.12.2015 № А1-37-7844.

## 5 Замещающие мощности

Сооружение ЛАЭС-2 вызвано необходимостью обеспечения прогнозируемого энергопотребления на период по 2020 г. и далее в Ленинградской энергосистеме ОЭС Северо-Запада при выводе из эксплуатации энергоблоков действующей ЛАЭС. Ввод в эксплуатацию ЛАЭС-2 позволит обеспечить нормальное экономическое и социальное развитие региона в условиях растущего спроса на энергоресурсы (рис. 6).

Развитие мощностей атомных электростанций позволит существенно снизить техногенную нагрузку на среду обитания в части выбросов парниковых газов, что соответствует обязательствам, принятым Российской Федерацией в рамках Киотского протокола.



Рис. 6. Общий вид Ленинградской АЭС-2

## 6. Техническое водоснабжение Ленинградской АЭС-2

В качестве источника технического водоснабжения для подпитки системы охлаждения принята Копорская губа Финского залива.

Забор морской воды осуществляется от насосной станции системы надежного технического водоснабжения по существующим водоводам действующей Ленинградской АЭС, где проходит предварительную очистку на водоочистных вращающихся сетках, после чего насосами подается на территорию Ленинградской АЭС-2.

Морская вода используется на технические нужды в качестве добавочной:

- для восполнения потерь воды в охладительных устройствах оборотных систем охлаждающей воды на испарение и капельный унос, а также на продувку системы;
- для приготовления обессоленной воды подпитки 1 и 2 контуров АЭС и баков производственно-противопожарного запаса воды.

Для технического водоснабжения энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200 предусматривается оборотная система охлаждения:

- с башенными испарительными градирнями - для систем охлаждения воды конденсаторов турбин и других неотвественных потребителей (рис. 7);
- с брызгальными бассейнами - для систем охлаждающей воды ответственных потребителей (рис. 8).

Безвозвратные потери воды обусловлены:

- испарением морской охлаждающей воды в башенных градирнях;
- капельным уносом из башенных градирен (применение эффективных полимерных водоуловителей обеспечивает снижение величины капельного уноса до 0,001% расхода воды на градирню (по данным исследований во Франции, Германии, Чехии и практи-

ческого применения на АЭС Бюже Франции и Chalk Point США) или 0,04% подпиточной морской воды;

- испарением химобессоленной воды в брызгальных бассейнах;
- капельным уносом из брызгальных бассейнов (до 48% подпиточной химобессоленной воды).

В целях рационального использования водных ресурсов большая часть сточных вод подвергается очистке.

Для обеспечения очистки предусмотрены самостоятельные:

- очистные сооружения бытовой канализации зоны свободного доступа (мощностью 800 м<sup>3</sup>/сут.);
- очистные сооружения нерадиоактивных стоков бытовой канализации зоны контролируемого доступа (мощностью 400 м<sup>3</sup>/сут.);
- очистные сооружения производственно-ливневых стоков, содержащих нефтепродукты, дождевых и талых вод общей мощностью 17280 м<sup>3</sup>/сут., эффективность очистки 99%.

На очистных сооружениях предусмотрена механическая очистка, химическая коагуляция, биологическая очистка и доочистка каждого потока стоков с последующим обеззараживанием ультрафиолетовыми лучами очищенных сточных вод.

На всех основных этапах водопользования предусмотрен приборный учет объемов водопотребления и водоотведения.

Экономия водных ресурсов обеспечивается:

- использованием оборотного водоснабжения, что значительно уменьшает потребление морской воды на технические нужды, составляющее около 1,2% по сравнению с прямоточными системами с реакторами РБМК-1000;
- приготовлением химобессоленной воды из морской, что снижает использование хозпитьевой воды на технические нужды и предотвращает дополнительный к существующему забор пресной воды из реки Сиса в размере 8,8% от используемого объема (табл. 1 и 2).

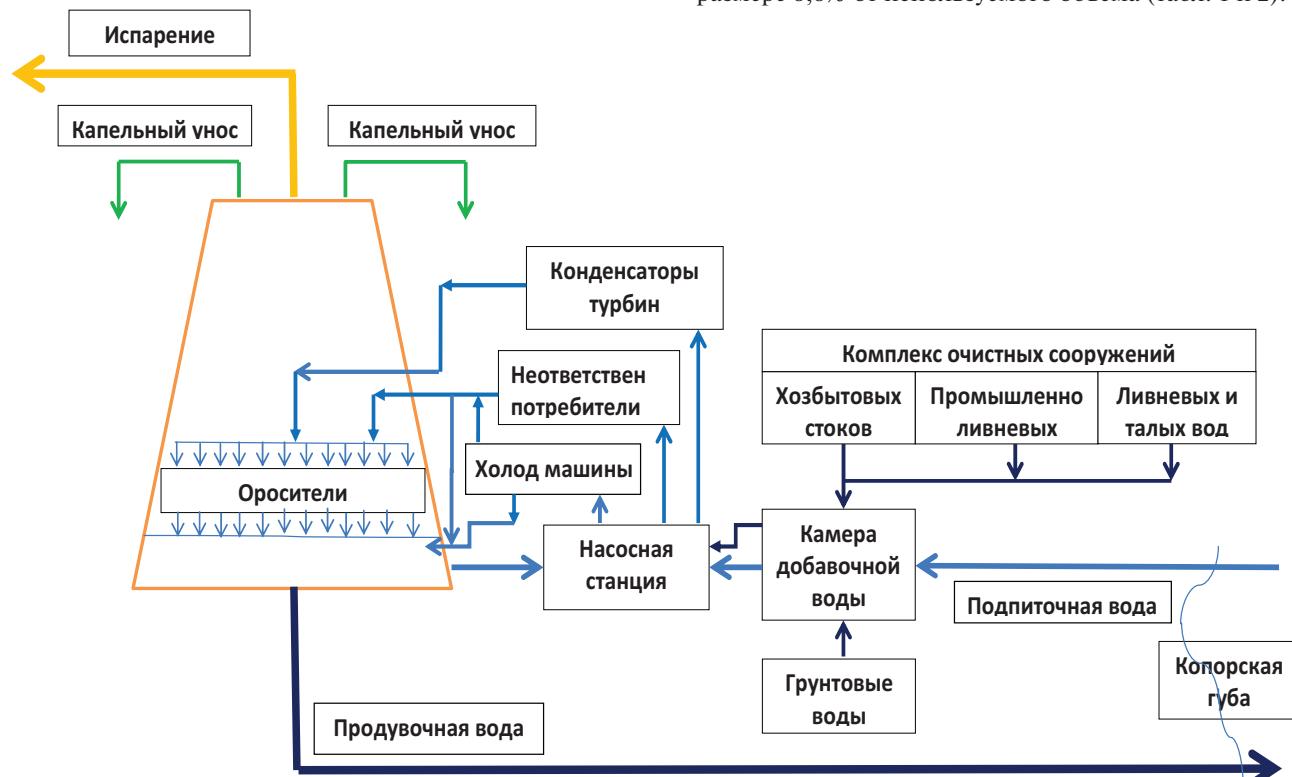


Рис. 7. Схема охлаждения конденсаторов турбин



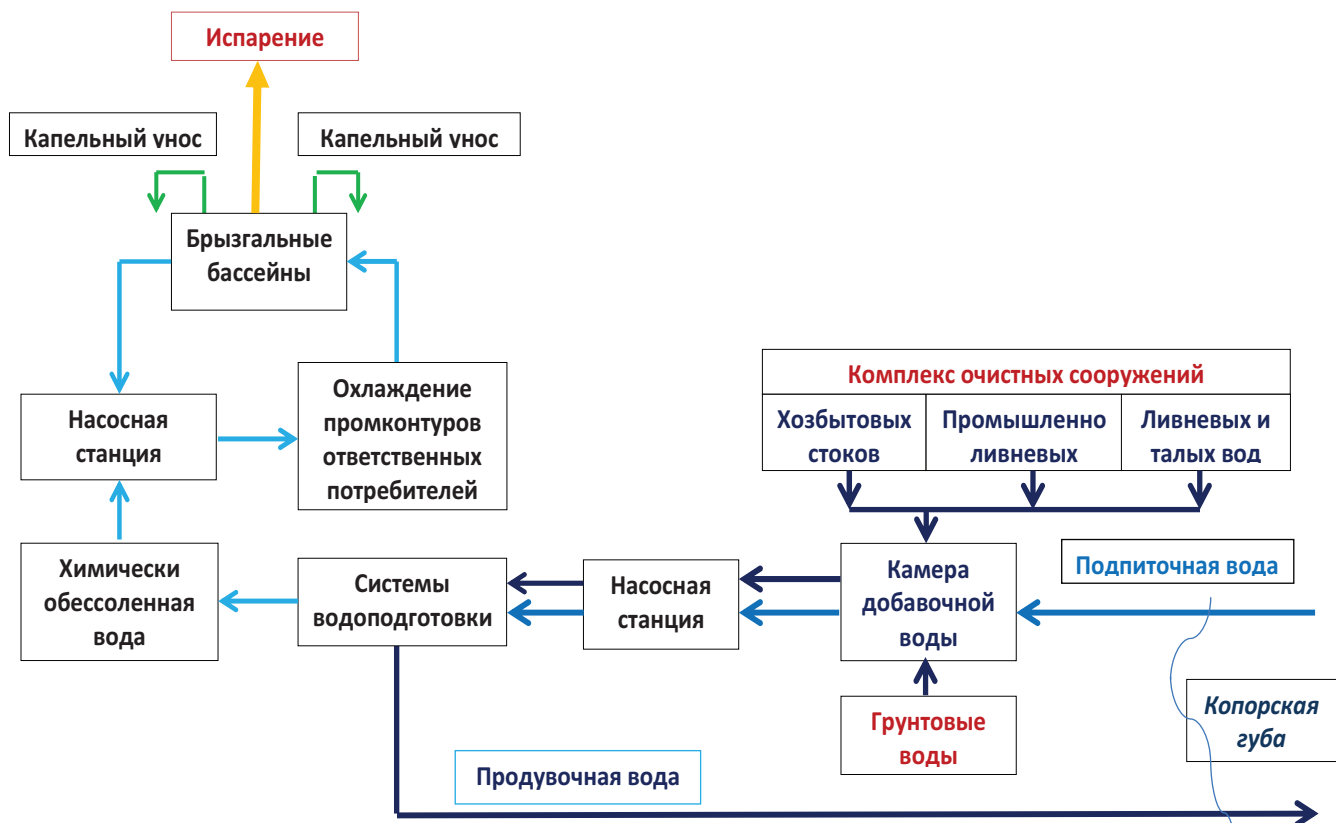


Рис. 8. Схема охлаждения промконтуров

Таблица 1. Водопотребление морской воды

Морская вода, тыс.м <sup>3</sup> /год						
Забор	Использование					
ВВЭР-1200	Оборотная			Приготовление ХОВ		
Подпитка	Сброс (продувка)	Потери		Исходная	ХОВ	Сброс
		Испарение	Капельный унос			
62991,53 (1,22% от РБМК)	24665,38	32736,37	28,03	5561,74	3546,94	2014,80
% от подпитки	39,16	51,97	0,04	8,83		
% от РБМК	0,48					
РБМК-1000	Прямоточная					
	Сброс	Передача				
5193369,19	5149477,71	43891,48		-	-	-

Таблица 2. Хозяйственное водопотребление

Вода питьевого качества, тыс.м <sup>3</sup> /год					
Забор	Использование				
	Хозбытовое	Техническое			
		Всего	Приготовление ХОВ		
			Исходная	ХОВ	Сброс
РБМК-1000					
2208,05	666,01	1542,04	523,56	438,58	84,98
% от общего	30,16	69,84			
ВВЭР-1200					
286,91 (13,0% от РБМК)	238,67	48,24	-	-	-
% от общего	83,19	16,81			
% от РБМК	35,84	3,13			

Таблица 3. Повторное использование сточных вод

№ п/п	Наименование сточных вод	После очистных сооружений	В бассейны градирен без очистки	Всего повторного использования
1	Хозбытовые сточные воды	238,67		238,67
2	Промышленно-ливневые воды: - ХОВ после использования - ХПВ после использования на технические нужды - конденсат холодильных машин - дренажи с нефтепродуктами - дождевые и талые воды	284,70 27,95 7,67 98,55 255,75		284,70 27,95 7,67 98,55 255,75
3	Растворы ингибиторов		4,38	4,38
4	Грунтовые воды		214,62	214,62
	Итого:	913,29	219,00	1132,29

- повторным использованием в оборотных системах очищенных хозяйственно-бытовых и промышленно-ливневых стоков, грунтовых и талых вод, которое предотвратит сброс сточных вод в природные водоемы в объеме около 1 130 тыс.м<sup>3</sup>/год (табл. 3).

### 7. Рациональное использование водных ресурсов

Эффективность очистки хозяйственно-бытовых, промышленно-ливневых, дождевых и талых вод обеспечивает выполнение требований природоохранного законодательства и удовлетворяет техническим условиям их использования в оборотных системах охлаждения.

Повторное использование очищенных сточных вод предотвращает сброс загрязняющих веществ в поверхностные водоемы.

Объемы продувочных вод с бассейнов градирен в отводящий канал прямоточной системы охлаждения энергоблоков №3 и №4 составляют около 0,5% от общего сброса в канал и не оказывают влияния на состояние прибрежных вод.

### 8. Основные выводы

Существующая система водопотребления на действующих энергоблоках Ленинградской АЭС остается неизменной до их вывода из эксплуатации.

Предложения по защите биоресурсов, выработанные для Ленинградской АЭС, могут быть использованы при проектировании водозаборных сооружений энергетических объектов.

Применение технологий рационального водопользования, используемых на Ленинградской АЭС-2, обеспечивают значительную экономию водных ресурсов.

## ПРОБЛЕМЫ И ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «КОЛЬСКИЙ ЭНЕРГОМОСТ» ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПОРТА ИЗБЫТОЧНОЙ МОЩНОСТИ КОЛЬСКОЙ АЭС В СКАНДИНАВСКУЮ ЭНЕРГОСИСТЕМУ «NORDEL»

*Вишняков В.З.*  
Кольская АЭС

В течение многих лет Мурманская область остается энергоизбыточным регионом. Основу ее экономики всегда составляли крупные и энергоемкие производства – цветная металлургия и добыча полезных ископаемых. Естественно, энергосистема в Заполярье создавалась с учетом этой специфики. После экономических потрясений 90-х годов минувшего века крупнейшие предприятия региона существенно снизили производство, и это привело к тому, что значительная часть вырабатываемой в регионе электроэнергии осталась невостребованной.

Прежде всего это относится к Кольской атомной электростанции (КАЭС). Сегодня установленная мощность Кольской АЭС составляет 1760 мегаватт, или 47 процентов от суммарной установленной мощности всех электростанций, входящих в Кольскую энергосистему. Среднегодовая выработка электроэнергии достигает 10,5 миллиардов киловатт-часов – более 57 процентов от выработки всех электростанций Мурманской области. При этом энергоблоки КАЭС способны вырабатывать до 13 миллиардов киловатт-часов электроэнергии, а с учетом повышения тепловой мощности 3-го и 4-го энергоблоков до 107 процентов от номинальной станция сможет вырабатывать в год около 13,5 миллиардов киловатт-часов. Это означает, что ежегодно Кольская АЭС недовырабатывает около 3 миллиардов киловатт-часов. По сути, в год не используется мощность целого энергоблока станции (440 МВт).

Одним из вариантов использования невостребованных мощностей является экспорт электроэнергии в соседние страны через Финляндию. Потенциальных инвесторов может привлечь в этом проекте то, что электроэнергия в Мурманской энергосистеме имеет низкую стоимость – такова специфика региональных генерирующих мощностей. Одним из вариантов реше-

ния этого вопроса может стать сооружение линии электропередачи, соединяющей Кольскую энергосистему и энергосистему Скандинавии (Nordel). Такая линия, учитывая относительно низкую стоимость электроэнергии, высокие показатели качества и надежность электроснабжения на Северо-Западе России, позволит экспортировать электроэнергию в Финляндию и в другие североευропейские страны в объеме 500 МВт. При этом повысится надежность и устойчивость работы этих энергосистем, станет возможным их взаимное резервирование.

Вопрос экспорта электроэнергии Кольской АЭС обсуждался еще в 90-х годах. В 1996 году была создана «Инвестиционная энергетическая компания» (ИЭК), учредителями которой стали администрация Мурманской области, концерн «Росэнергоатом», Кольская АЭС, компания «Колэнерго», Кольский научный центр РАН и ряд крупных промышленных предприятий региона. Роль ИЭК заключалась в экспорте избыточной электроэнергии КАЭС в энергосистему Nordel.

В том же году институт «Севзапэнергопроект» по заказу ИЭК разработал предпроектную документацию, а в 1999 году провел технико-экономическую оценку целесообразности сооружения вставки постоянного тока (ВПТ) на транзите Колэнерго – «Nordel». Эти планы не раз обсуждались на встречах представителей Федеральной сетевой компании (ФСК ЕЭС), Росэнергоатома, администрации Мурманской области, Межрегиональной сетевой компании (МРСК) Северо-Запада и других заинтересованных сторон, в том числе немецких, финских и шведских партнеров. Удалось договориться по ряду вопросов. В частности, была выбрана и отведена трасса ЛЭП напряжением 330 киловольт «Подстанция Княжегубская - Госграница». Для экспортной воздушной линии в 2007 году при сооружении новой подстанции «Княжегубская» на ней были предусмотрены проектом и смонтированы порталы для одной ячейки 330 киловольт. Однако в итоге проект не одобрили финские специалисты из-за сложных и длительных процедур, которые требуются для разрешения на строительство трансграничной линии электропередач.

## Варианты решений

Пунктом приема электроэнергии из Мурманской области на территории северной Финляндии может быть подстанция Пирттикоски в 125 километрах от границы с Россией. Разработаны следующие варианты реализации этого проекта. Первый: по сети 330 кВ по направлению Кольская АЭС - подстанция «Княжегубская» - подстанция «Пирттикоски». Второй: по сети 330 кВ по направлению Кольская АЭС – Ковдор – подстанция «Пирттикоски».

Для первого варианта требуется монтаж оборудования новой ячейки 330 киловольт на подстанции «Княжегубская» (ПС-206, принадлежит ФСК ЕЭС), сооружение линии электропередачи напряжением 330 киловольт от ПС «Княжегубская» до ПС «Пирттикоски» (260 километров) и монтаж реверсивной вставки постоянного тока (ВПТ) на ПС «Пирттикоски», либо монтаж реверсивной ВПТ 330/400 киловольт возле ПС «Княжегубская» и строительство линии электропередачи 400 киловольт от ПС «Княжегубская» до ПС «Пирттикоски» (260 километров). При этом варианте возможна передача в Финляндию избытка мощности до 500 мегаватт. Оценочная стоимость проекта составляет 7,5

миллиардов рублей, срок реализации - 2-3 года. Проект имеет ряд существенных преимуществ. Прежде всего, это возможность передачи всего объема избыточной электроэнергии. Во-вторых, уже имеются предпроектные материалы, изыскания и отвод трассы экспортной линии электропередач 330 киловольт от ПС «Княжегубская» до государственной границы, на подстанции смонтированы порталы под новую ячейку для экспортной ЛЭП. Кроме того, эта линия электропередач имеет наименьшую протяженность по сравнению с другими вариантами и проходит по малолесистой местности, минуя заповедники на территории Финляндии.

Стоит учесть, что для замещения выводимых из эксплуатации 1-го и 2-го энергоблоков КАЭС и энергоснабжения новых производственных мощностей в Мурманской области в перспективе ожидается ввод в эксплуатацию энергоблоков №1,2 Кольской АЭС-2 единичной мощностью 1200 мегаватт. Одним из условий размещения в Заполярье подобных энергоблоков, для обеспечения динамической и статической устойчивости энергосистемы, является строительство либо линии 330 киловольт от ПС «Княжегубская» до ПС «Пирттикоски», либо третьей цепи транзита, связывающего Кольскую, Карельскую и Ленинградскую энергосистемы, протяженностью более 1000 километров и напряжением 750 киловольт. Сегодня введены в эксплуатацию участки второй цепи транзита 330 киловольт Кольская АЭС – ПС «Княжегубская» - ПС «Ондская».

Второй вариант предусматривает другие решения. Это реконструкция открытого распределительного устройства ОРУ-330 киловольт Кольской АЭС с монтажом дополнительной ячейки под новую линию 330 кВ и строительство линии электропередач 330 киловольт от Кольской АЭС до вновь сооружаемой подстанции 330 киловольт в районе Ковдора протяженностью 140 километров. Кроме того, необходимо соорудить подстанцию 330 киловольт «Ковдорский ГОК», реверсивную вставку постоянного тока (ВПТ) 330/400 киловольт и построить линии электропередач 400 киловольт от подстанции «Ковдорский ГОК» до «Пирттикоски» протяженностью 230 километров. При таком варианте возможна передача в Финляндию избытка мощности до 400 МВт. Его преимущества: возможность развития энергоузла в районе Ковдора за счет новых технологических присоединений и заключение прямого договора на поставку электроэнергии. Недостаток – высокая стоимость проекта (10 миллиардов рублей) и 4-летний срок его реализации

Чтобы выбрать из этих вариантов один, необходим сравнительный анализ технико-экономических обоснований и детальная оценка эффективности каждого из них. Кроме того, потребуется рассмотреть вопрос о возможности синхронизации Единой национальной сети России (ЕНЭС) и системы Nordel, что позволило бы отказаться от строительства дорогостоящих вставок постоянного тока. Плюсы экспорта электроэнергии очевидны. Во-первых, энергомост позволит интегрировать ЕНЭС России с энергосистемой Северной Европы, что повысит надежность энергоснабжения как российских, так и зарубежных потребителей. Во-вторых, он станет большим благом для региональной экономики, поскольку за счет экспорта электроэнергии увеличится региональный валовой продукт, появятся новые рабочие места и вырастут налоговые отчисления в региональный бюджет. И в-третьих, реализация этого проекта позволит оснастить новую Кольскую АЭС-2

типовыми энергоблоками ВВЭР единичной мощностью 1200 МВт.

### **Экономическая целесообразность и перспективы создания глобальной мировой энергетической системы**

Техническая и экономическая целесообразность создания глобальной энергетической системы при размещении электрогенераций и потребителей в широтном направлении не вызывает сомнений. Это связано с перемещением суточных пиков нагрузок по часовым поясам. В идеале, если представить, что создана такая система в северном полушарии, опоясывающая на широтах России весь земной шар, то во всех странах полушария исчезла бы необходимость создания резервной электрогенерации для сглаживания суточных пиков нагрузок. А графики нагрузок электростанций всех типов были бы идеальными, т.к. они бы работали на номинальной мощности в самом экономичном режиме. Чтобы оценить затраты на строительство и эксплуатацию резервных мощностей, приведу пример одного энергорайона на Западе Германии, который посетил 20 лет назад. В этом районе тогда работала одноблочная АЭС «Эмсланд» (проект «Конвой») мощностью 1300 МВт. Суточный график нагрузок её был идеальным в течение всего года-ровно 1300 МВт. Покрытие суточных пиков нагрузок производилось за счёт работы ТЭС, оснащённой двумя газовыми блоками по 400 МВт, которые два раза в сутки (утром и вечером) включались в работу примерно на 2 часа, а затем выводились в горячий резерв. Понятно, что затраты на поддержание в горячем резерве этой ТЭС в течение 20 часов в сутки являются бросовыми.

Понятно, что создание глобальной мировой энергосистемы при современном состоянии технологии электропередач является утопией.

Однако, объединение энергосистем различных стран признано целесообразным и уже давно реализуется. Для примера приведём создание энергосистемы «Мир», объединяющей энергосистемы СССР и стран СЭВ, существование которой прекращено при распаде СЭВ. В настоящее время энергосистемы бывших стран СЭВ (ГДР, Болгарии, Венгрии, Румынии, Польши и т.д.) объединены с энергосистемой стран ЕЭС, в которую входят страны Европы, включая Скандинавскую систему «Nordel». Эта система имеет мощные линии связи с энергосистемой Европы, способной пропустить свыше 20 МВт мощности.

В 2008 году группа энергетиков-предпринимателей Норвегии и Швеции посетила Мурманскую область и провела встречи с руководством ОАО «Колэнерго» и Кольской АЭС. На этих встречах они поднимали вопросы организации экспорта электроэнергии из Кольской энергосистемы в энергосистему «Nordel», и далее - в Европу. Их интересовала возможность получения мощности порядка 4000 МВт и электроэнергии порядка 30 млрд киловатт-часов, что потребовалось из-за ежегодного снижения водности водохранилищ Скандинавских ГЭС и запрета эксплуатации АЭС в Швеции и Германии. Это возможно было обеспечить путём сооружения Кольской АЭС-2 такой мощности и организации параллельной работы Кольской энергосистемы с энергосистемой «Nordel».

Технических препятствий для параллельной работы в то время уже не было. Напряжение и частота тока поддерживались энергогенерациями на стандартном уровне.

Опыты по кратковременному объединению этих энергосистем, проведённые тогда ОАО «Колэнерго», подтвердили этот факт.

Это подтверждает и то обстоятельство, что страны Восточной Европы отключились от единой энергосистемы России и подключились к Европейской энергосистеме без проблем. Только политическая ангажированность Запада не позволяет создать единую энергетическую систему стран Европы, России и Азии, или хотя бы начать поэтапное объединение этих систем.

Экономический и экологический эффект от реализации этого проекта может быть колоссальным. России это позволит начать сооружение вдоль своих границ новых АЭС, в том числе предназначенных для экспорта электроэнергии, строить и эксплуатировать которые, к счастью, мы хорошо умеем.

Пилотным проектом для этого могло бы быть сооружение мощной КАЭС-2.

### **Возможный вариант организации экспорта электроэнергии из Кольской энергосистемы в страны ЕЭС в современных условиях**

Учитывая реальное состояние отношений между энергетиками РФ и стран ЕЭС и нежелание последних (их правительств) решать вопросы по синхронизации своих энергосистем с ЕНЭС РФ реальным вариантом организации экспорта электроэнергии в страны ЕЭС является в настоящее время сооружение на площадке КАЭС-2 мощной АЭС, оснащенной серийными блоками ВВЭР 1200 (например, 4 энергоблока), и выделение части этих энергоблоков для передачи производимой электроэнергии непосредственно в энергосистему «Nordel» и далее в Европу. При этом можно использовать существующие мощные ЛЭП между энергосистемами «Nordel» и Европы.

Сооружение ЛЭП для связи КАЭС-2 с «Nordel» не потребует больших затрат, так как протяженность этих линий будет составлять порядка 400 км и они будут проходить по малонаселенной местности, непригодной для сельскохозяйственного использования.

Универсальная схема высоковольтных электроустройств КАЭС-2 может позволить переключать эти энергоблоки с выдачей мощности и на кольскую энергосистему, в зависимости от потребностей. ВПТ мощностью примерно 500 МВт, сооруженная на площадке КАЭС-2 позволит организовать реверсивный переток электроэнергии такой же мощности в аварийных ситуациях и для сглаживания суточных пиков нагрузок.

То, что данный вариант экспорта электроэнергии является реальным, подтверждается тем фактом, что уже несколько десятилетий осуществляется экспорт электроэнергии из Кольской энергосистемы в энергосистемы Норвегии и Финляндии путем подключения к ним генераторов Борисоглебской ГЭС (28 МВт) и ГЭС «Янискоски» (15 МВт).

Таким образом экспортировано:

- в 2016 г. — 472 млн квтч электроэнергии;
- в 2017 г. — 629 млн квтч электроэнергии.

# ПОЛНОМАСШТАБНАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ТЕЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (АСОТТ)

Юрков М.В.  
Смоленская АЭС

## 1. Назначение, краткое описание и характеристика АСОТТ.

1.1. Имеющийся опыт эксплуатации и расчётно-экспериментальные исследования показывают, что для трубопровода с высокой запасённой энергией, изготовленных из вязких материалов и имеющих высокое сопротивление нестабильному росту трещин, вероятность гипотетического гильотинного разрушения крайне мала даже при тяжёлых аварийных нагрузках. Мгновенному катастрофическому разрушению всегда предшествует устойчивый докритический рост трещины. Это обстоятельство позволяет либо обнаружить трещину при периодическом контроле металла средствами неразрушающего контроля задолго до того, как она станет сквозной, либо обнаружить течь системой контроля течей прежде, чем сквозная трещина, через которую истекает теплоноситель, могла бы достигнуть критической длины. В результате становится возможным своевременно обнаружить дефектное сечение трубы, безопасно остановить реактор, провести последующий ремонт или замену трубы и тем самым исключить внезапный разрыв трубопровода. В этом и состоит концепция «течь перед разрушением». Основная задача данной концепции – предупреждения внезапного разрыва трубопроводов.

1.2. Обнаружение течи является важным для своевременной индикации таких событий, которые относятся к ухудшению или потере целостности границ давления систем трубопроводов. Своевременное обнаружение течи теплоносителя позволяет предотвратить возможное разрушение в системе трубопроводов и, таким образом, повысить эксплуатационную безопасность АЭС.

1.3. Для обеспечения высокой надёжности обнаружения протечек, а также согласно требованиям концепции ТПР/ИР, для контроля целостности трубопроводов и оборудования КМППЦ рекомендовано использовать не менее трёх независимых систем контроля, основанных на разных физических принципах. Структура системы АСОТТ построена по модульному принципу и в данной конфигурации состоит из четырёх систем, контролирующих четыре физических независимых параметра:

- акустические шумы в воздушной среде в помещениях КМППЦ, возникающие при истечении теплоносителя через сквозной дефект трубопровода – 68 каналов контроля;
- влажность воздушной среды – 7 измерительных стенов в помещениях КМППЦ при помощи пробоотборных трубопроводов, 8 датчиков прямого измерения влажности в помещениях ППБ (пом.208/1÷8), 1 канал измерения атмосферной влажности на площадке АЭС вне здания;
- объёмная активность радионуклидов в воздушном объёме помещений КМППЦ – 7 измерительных стенов при помощи пробоотборных трубопроводов;

- температура воздушной среды в помещениях КМППЦ – 132 канала контроля.

1.4. АСОТТ с комплексом средств автоматизации является одним из мероприятий по созданию и внедрению на Смоленской АЭС эффективного и надёжного инструмента обнаружения и идентификации течей теплоносителя из оборудования и трубопроводов КМППЦ в реальном времени. Это позволяет обнаружить разгерметизацию КМППЦ на ранней стадии возникновения течи и принять соответствующие меры, чтобы избежать аварийного развития событий, что позволит в дальнейшем снизить дозовые нагрузки на персонал и время незапланированных простоев энергоблока на проведение ремонтно-восстановительных работ.

1.5. АСОТТ является измерительной системой и не формирует управляющих воздействий на исполнительные органы оборудования и систем РУ, а также выходных сигналов, вызывающих автоматическое срабатывание защит реактора.

1.6. Объектами контроля АСОТТ является следующее технологическое оборудование и трубопроводы обеих половин КМППЦ:

- барабаны-сепараторы пара (пом.804/1,2);
- переключки БС по воде и пару (пом.804/1, 804/2);
- пароводяные коммуникации (пом.804/1, 804/2, 504/1);
- верхние тракты технологических каналов (ТК) и пароводяные коммуникации (пом.504/1);
- опускные трубопроводы (пом.403/1, 403/2);
- всасывающий и напорный коллекторы ГЦН (пом.403/1, 403/2);
- всасывающие и напорные трубопроводы ГЦН (пом.208/1, 208/2);
- раздаточно-групповые коллекторы (пом.403/1, 403/2, 404/1, 404/2);
- нижние водяные коммуникации подреакторного помещения (пом.305/1);
- боксы ГЦН (пом.208/1 ÷ 208/8).

1.7. АСОТТ предназначен для:

- обеспечения непрерывного автоматизированного контроля целостности компонентов КМППЦ энергоблока по четырём независимым физическим параметрам:
    - уровню влажности;
    - объёмной активности аэрозолей;
    - уровню акустических шумов;
    - температурному полю в районе возникновения течи.
  - обнаружения утечек на ранней стадии возникновения течи;
  - идентификации течей, включая оценку местоположения течи и величины расхода теплоносителя;
  - выдачи результатов контроля целостности компонентов КМППЦ оперативному персоналу энергоблока;
  - выдачи предупредительной и аварийной сигнализации оперативному персоналу энергоблока.
- АСОТТ обеспечивает непрерывный автоматический мониторинг целостности компонентов КМППЦ по четырём физическим параметрам с решением следующих задач:
- сбор, регистрация, обработка и анализ данных по каждому каналу контроля;
  - обнаружение факта разгерметизации с чувствительностью не хуже 240 л/ч за время не более 1 часа с момента возникновения течи;

- оценочный расчёт расхода течи по контролируемым помещениям при повышении измеренными параметрами заданных пределов;
- оценка местоположения течи на объекте контроля с точностью до помещения для подсистем АСОТТ-А, АСОТТ-В, АСОТТ-Т;
- оценка местоположения течи с погрешностью не хуже  $\pm 2\text{м}$  по каждой координате для подсистем АСОТТ-Ак;
- накопление и хранение в информационной базе данных значений по каждому каналу контроля АСОТТ;
- выдача местной сигнализации об обнаружении течи и выдача световой сигнализации о превышении аварийного расхода течи оперативному персоналу энергоблока;
- формирование архива «аварийных ситуаций».

Элементы АСОТТ по назначению относятся к элементам нормальной эксплуатации, по влиянию на безопасность — не влияющие на безопасность, т.к. отказы в системе (разрыв пробоотборных трубопроводов, обрыв кабелей) не нарушают нормальную эксплуатацию и не могут привести к проектным авариям.

По своему назначению АСОТТ является измерительной системой мониторинга, не формирующей управляющих воздействий на исполнительные органы оборудования и систем РУ, а также выходных сигналов, вызывающих автоматическое срабатывание защит реактора.

## 2. Описание и характеристики подсистемы АСОТТ-А

2.1. В основу работы акустической системы контроля герметичности положен принцип регистрации и анализа распределения уровня звуковых колебаний генерируемых истекающим теплоносителем и распространяющихся в воздушной среде. Регистрация акустических колебаний в помещениях с контролируемым оборудованием производится при помощи высокотемпературных микрофонов типа МПВ-03, которые установлены на опорах внутри контролируемых помещений КМПЦ. Сигнал от высокотемпературных микрофонов поступает на многоканальные усилители УС-01, при помощи которых сигнал усиливается, дефектируется, логарифмируется и преобразуется в цифровой вид. По кабельным линиям связи через стандартный интерфейс RS-485 сигнал поступает в ВК подсистемы, где проводится обработка и регистрация данных и расчёт величины течи при наличии условий его запуска алгоритма расчёта.

2.2. Процедура обнаружения течей методом звукового давления основана на анализе поля акустического сигнала, излучаемого течью. Сигнал регистрируется в фиксированных точках акустического поля системой высокотемпературных микрофонов в 1/3-октавной полосе частот с центральной частотой 10 кГц. Звуковое давление, измеряемое в точках размещения микрофонов, анализируется на предмет превышения над установленным пороговым фоновым уровнем для каждого измерительного канала, усреднённый при стационарном уровне мощности энергоблока.

2.3. Для повышения надёжности контроля и снижения вероятности ложных обнаружений, связанных с возможно флюктуациями фоновых шумов, в качестве пороговых значений для каждого микрофона выбирается величина, превышающая уровень индивидуальных

фоновых шумов в месте расположения микрофона на 3 дБ и более при стационарном уровне мощности энергоблока.

2.4. За счёт того, что в каждом контролируемом помещении, располагается система микрофонов, существует возможность определить местоположение источника акустического давления. Определение местоположения течи выполняется путём нахождения наиболее вероятного положения течи на основе анализа пространственного распределения звукового давления, регистрируемого микрофонами до и после появления течи.

2.5. Методика вычисления учитывает эффект затухания звука в помещениях наличие зон свободного распространения звука, эффект отражения звука, чувствительность и характеристику направленности микрофонов, влияния фоновых шумов в помещениях. Идентификация местоположения течи выполняется при условии, что течь обнаружена не менее чем двумя микрофонами. Алгоритм расчёта и координат течи подсистемой АСОТТ-Ак изложен в документе «Описание алгоритма (подсистема акустического контроля) 840.06 ПБ.03».

2.6. Сигнал об обнаружении течи срабатывает, когда полученное значение уровня звукового давления превышает определённое фоновое стационарное значение (уставку). В зависимости от величины течи срабатывает предупредительная (ПС=120 кг/ч) или аварийная (АС=240 кг/ч) сигнализация, значение расхода течи и её местоположение рассчитывается автоматически с предоставлением информации оператору на ВК АСОТТ-Ак и интегрирующем ВК АСОТТ.

## 3. Описание и характеристики подсистемы АСОТТ-В

3.1. АСОТТ-В представляет собой систему контроля влажности, которая используется для выявления течей в элементах паро-водяных коммуникаций, а также для мониторинга общего уровня влажности в контролируемых помещениях. В случае возникновения течи система АСОТТ-В обеспечивает её обнаружение на ранней стадии и контролирует динамику её развития. Отбор проб воздуха, необходимых для измерений, производится с помощью системы трубопроводов, общих с АСОТТ-А.

3.2. Подсистема АСОТТ-В осуществляет обнаружение и оценку величины течи теплоносителя путём контроля уровня абсолютной влажности воздушной среды в помещениях КМПЦ., анализа измерения влагосодержания в помещениях КМПЦ, сравнения с заданными пределами, расчёта расхода течи на основе аттестованных алгоритмов в программно-техническом комплексе ВК АСОТТ-В. Кроме того, также предоставляется информация о величине относительной влажности и температуре пробы.

Контроль влажности подсистемой АСОТТ-В осуществляется при помощи:

- датчиков влажности ДВ2ТСМ-1Т-4П-В, установленных в проточных камерах воздухозабора стендов нормальной влажности (КИАВС-НВ пом. 804/1,2) и установках стабилизации температуры воздухозабора стендов высокой влажности (КИАВС-ВВ пом. 403/1,2, 404/1,2, 305/1);
- датчиков влажности прямого измерения ДВ2ТСМ-6Т-1П-Г (пом. 208/1-8 + датчик, ДВ2ТСМ-3Т-5П-АК, установленный вне здания блока).

1) Пробоотбор (подаваемый на СКВ) подсистемы осуществляется по трубопроводам  $\varnothing 18 \times 2,5$  – 7 шт. непосредственно из контролируемых помещений.

На пробоотборных трактах, пересекающие герметичное ограждение зоны локализации аварии (ГО ЗЛА) – помещения ППБ (пом. 403/1,2) и помещения НВК (пом. 404/1,2, 305/1) установлены последовательно по два изолирующих устройства (ИУ), включённые в алгоритм УСБ-Т по следующим сигналам:

- САОР-1 (повышение давления в помещениях ППБ/НВК до  $200 \text{ кгс/м}^2$ );
- повышение давления в РП до  $750 \text{ кг/м}^2$ ;
- повышение температуры трубопроводов ПГС до  $110^\circ\text{C}$ .

2) Комплексы измерения влажности воздушной среды (стенд АСОТТ-В) установлены в обслуживаемых помещениях и различаются в зависимости от параметров влажности контролируемой среды.

- из помещения 403/1,2, 404/1,2 и 305/1 с высокой влажностью, для предотвращения образования конденсата, на импульсных линиях (при выходе из них) дополнительно устанавливаются устройства стабилизации температуры (УСТ), обеспечивающие подогрев паровоздушной смеси до температуры выше температуры «точки росы». Измерительные преобразователи влажности/температуры смонтированы непосредственно в корпусе УСТ на выходе из камеры подогрева;
- из помещений 804/1,2 с нормальной фоновой влажностью, в пробоотборах не происходит образования конденсата, поэтому УСТ не используются, а измерительные преобразователи влажности/температуры установлены в проточных камерах на стендах АСОТТ-В.

3) Из помещений 208/1-8 контроль за влажностью осуществляется при помощи прямопоказывающих измерительных преобразователей (датчиков влажности ДВ) на базе термогигрометров ИВА-6Б-К, цифровые входы которых объединены в сеть и через последовательный интерфейс подключены к вычислительному комплексу ВК системы.

#### 4. Описание подсистемы АСОТТ-А

4.1. АСОТТ-А представляет собой автоматизированную систему радиационного контроля, предназначенную для обнаружения утечек радиоактивной среды в воздушное пространство контролируемых помещений, а также для мониторинга общего уровня активности аэрозолей в контролируемых помещениях. В случае возникновения течи (неплотности), АСОТТ-А обеспечивает её своевременное обнаружение и контроль за динамикой её развития. Точность определения местоположения течи ограничивается установлением помещения, внутри которого появилась течь. Работоспособность системы повышается благодаря различным функциям самоконтроля, которыми характеризуются используемые электронные устройства.

4.2. Система АСОТТ-А предназначена для непрерывного автоматизированного обнаружения течей с использованием контроля активности изотопа Na-24 и бета-аэрозолей в пробах воздуха. Отбор проб воздуха, необходимых для измерений, производится с помощью системы трубопроводов, общих с АСОТТ-В, по которому воздух из помещений энергоблока подводится к детекторам УДАС и УДЖГ.

Забор воздуха из контролируемых помещений осуществляется из нескольких точек, объединённых в один трубопровод, расположенных в верхних частях помещений.

4.3. отбор воздуха из помещений производится непрерывно с помощью газоструйного эжектора, работающего на сжатом воздухе  $P=6 \text{ кг/м}^2$  со сбросом газа в спецвентиляцию В-2А.

При повышенной влажности пробы отбираемый воздух поступает в каплеотбойник, оснащённый оптическим сигнализатором жидкости и по заданному алгоритму осуществляется слив конденсата из каплеотбойника в накопительную ёмкость, которая в свою очередь оснащена ультразвуковым датчиком. На данном этапе вычисляется скорость накопления конденсата. После накопления необходимого объёма жидкости осуществляется слив в измерительную камеру. Далее производится измерение объёмной активности жидкости с помощью спектрометрического устройства детектирования на основе кристалла NaI(Tl)-УДЖГ-201. После окончания измерения осуществляется промывка измерительной камеры химобессоленной водой (чистый конденсат).

При невысокой влажности воздуха (до  $70 \div 80\%$  относительной влажности), воздух поступает из каплеотбойника во влагоотделитель и затем в установку измерения объёмной активности аэрозолей в воздухе УДАС-201.

4.4 АРМ АСОТТ-А предназначен для контроля за параметрами и управления оборудованием КИАВС-НВ и КИАВС-ВВ. АРМ функционирует в непрерывном круглосуточном режиме с периодическими остановками для проведения профилактических работ и технического обслуживания (в ППР энергоблока) в течение всего срока службы и обеспечивает:

- представление информации и организацию пользовательского интерфейса с оператором;
- ведение базы данных АСОТТ-А;
- получение оперативной измерительной информации, информации о событиях, обобщённой диагностической информации от УБУ АСОТТ-А;
- представление измерительной информации в виде таблиц, графиков, численных значений на видеокадрах;
- представление информации о событиях в виде текстовых сообщений и протоколов;
- цветовую и звуковую сигнализацию событий;
- представление обобщённой диагностической информации;
- формирование команд для управления исполнительными механизмами по запросу оператора;
- передачу управляющих команд на нижестоящий уровень, для управления алгоритмами работ КИАВС;
- передачу установленного списка параметров в ПТК ВУ АСОТТ-П;
- хранение измерительной информации, информации о событиях;
- хранение справочной информации;
- выдачу измерительной информации, информации о событиях, справочной информации по запросу оператора.

4.5. Сигнал об обнаружении течи срабатывает, когда полученное значение уровня активности аэрозолей превышает пороговый критерий (уставки). В зависимости от величины течи срабатывает предупредительная ( $ПС=120 \text{ кг/ч}$ ) или аварийная ( $АС-249 \text{ кг/ч}$ ) сигнализация, значение расхода течи и её местоположение

рассчитывается автоматически с предоставлением информации оператору на ВК АСОТТ-А и интегрирующем ВК АСОТТ. Алгоритм расчёта течи подсистемой АСОТТ-А изложен в документе «Описание алгоритма. Алгоритм обнаружения течи теплоносителя методом контроля аэрозольной активности», № 840.21 ПБ.04.

## 5. Описание подсистемы АСОТТ-Т

5.1. АСОТТТ-Т представляет собой автоматизированную систему обнаружения течи на основе контроля температурного поля. В случае распространения течи подсистема АСОТТ-Т обеспечивает оценку значения расхода и местонахождения течи путём регистрации локального изменения температуры воздушной среды в зоне течи теплоносителя. Точность определения местоположения течи составляет  $\pm 2$  м по каждой координате и производится на основе аттестованных алгоритмов в программно-техническом комплексе ВК АСОТТ-Т.

5.2. Подсистема АСОТТ-Т получает данные от ИК (термопары) о температуре воздуха в контролируемых точках пространства помещений КМПЦ, таким образом осуществляя:

- сбор и обработку данных, включая факт обнаружения течи, оценку расхода и местоположения течи (с точностью до помещения);

- представление данных (включая аварийную сигнализацию);

- хранение и передачу данных.

5.3. Идентификация местоположения течи выполняется при условии, что течь обнаружена не менее чем двумя термопарами. Алгоритм расчёта и координат течи подсистемой АСОТТ-Т изложен в документе «Описание алгоритма. Алгоритм обнаружения течи теплоносителя методом контроля температурного поля». № 840.21 ПБ.02.

5.4. Сигнал об обнаружении течи срабатывает, когда полученное значение уровня звукового давления превышает определённое фоновое стационарное значение (уставку) для индивидуальных термопар. В зависимости от величины течи срабатывает предупредительная (ПС=120кг/ч) или аварийная (АС=240кг/ч) сигнализация, значение расхода течи и её местоположение рассчитывается автоматически с предоставлением информации оператору на ВК АСОТТ-Т т интегрирующем ВК АСОТТ.

5.5. Технические характеристики АСОТТ.

5.5.1. Метрологические характеристики АСОТТ и измерительных каналов (ИК) АСОТТ приведены в таблице 1.

5.5.2. Технические характеристики АСОТТ приведены в таблице 2.

Состав и объём измерительных каналов подсистем АСОТТ приведены в таблице 3.

Таблица 1

Подсистема	Наименование группы ИК	Метод измерения	Диапазон измерения	Время измерения массового расхода течи
АСОТТ-Т	ИК температуры.	Прямые измерения.	(20÷300)°С	-
	ИК массового расхода течи.	Косвенные измерения по результатам прямых измерений температуры.	(114÷1140) кг/ч	не более 1 часа
АСОТТ-В	ИК относительной влажности.	Прямые измерения.	(10÷98)%	-
	ИК массового расхода течи.	Косвенные измерения по результатам прямых измерений объёмной активности аэрозолей.	(114÷1140) кг/ч	не более 1 часа
АСОТТ-А	ИК объёмной активности аэрозолей.	Прямые измерения.	УДАС-201: (1,0÷1,0·10 <sup>6</sup> ) Бк/м <sup>3</sup>	-
	ИК объёмной активности Na-24 в конденсате воды.	Прямые измерения.	УДЖГ-201: (1,0·10 <sup>4</sup> ÷5,0·10 <sup>8</sup> ) Бк/м <sup>3</sup>	-
	ИК массового расхода течи.	Косвенные измерения по результатам прямых измерений влажности.	(114÷1140) кг/ч	не более 1 часа
АСОТТ-Ак	ИК уровня акустических шумов.	Сигнал среднеквадратических напряжений в 1/3 октавной полосе частот со среднегеометрической частотой 10 кГц от высокотемпературного микрофона, несущий информацию об уровне звукового давления.	(12,6·10 <sup>-6</sup> ÷5,0·10 <sup>-3</sup> ) В, что соответствует (40÷110) дБ уровню звукового давления.	-
	ИК массового расхода течи.	Косвенные измерения по результатам прямых измерений уровня акустических шумов.	(114÷1140) кг/ч	не более 1 часа
Система АСОТТ	ИК массового расхода течи.	Косвенные измерения по результатам измерений подсистем АСОТТ-Т, АСОТТ-В, АСОТТ-А, АСОТТ-Ак	(114÷1140) кг/ч	не более 1 часа



Таблица 2

Наименование параметра	Нормальное значение
Показатели надёжности: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее; - среднее восстановление, ч, не более; - средний срок службы, лет, не менее.	10 000 8 30
Электропитание электрических шкафов АСОТТ: - номинальное значение напряжения, В; - допустимое отклонение значение напряжения, %; - частота питания сети, Гц.	220 (однофазное) от минус 15 до плюс 10 50±1

Таблица 3

№ контролируемого помещения	АСОТТ-В		АСОТТ-А	АСОТТ-Ак	АСОТТ-Т
	Датчики в пробоотборах	Датчики прямого измерения			
804/1	1	-	1	10 + 1АИ	-
804/2	1	-	1	10 + 1АИ	-
504/1	-	-	-	4	-
403/1	1	-	1	-	-
403/2	1	-	1	-	50
404/1	1	-	1	-	50
404/2	1	-	1	12 + 2АИ	-
305/1	1	-	1	12 + 2АИ	-
208/1	-	1	-	4	-
208/2	-	1	-	2	4
208/3	-	1	-	2	4
208/4	-	1	-	2	4
208/5	-	1	-	2	4
208/6	-	1	-	2	4
208/7	-	1	-	2	4
208/8	-	1	-	2	4
Вне задания	1		-	-	-
ИТОГО	7 + 8 + 1 = 15		7	68 + 6 АИ	132

## ОПЫТ И УРОКИ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА БН-600

*Карпенко А.И., Бельтюков А.И., Киселёв С.В.*  
Белоярское региональное отделение МООВК концерна «Росэнергоатом»

По опыту эксплуатации АЭС наиболее крупные аварии на них связаны с нарушением надежности теплоотвода в реакторах и парогенераторах из-за отказов оборудования, или недостаточности средств контроля, или из-за неправильных действий персонала. Это требует более глубокого изучения теплогидравлических процессов, проведения анализа работы систем контроля и тепловых схем.

**Возникает задача** — обеспечение теплотехнической надежности и безопасности работы блока, что определяется соответствием протекания теплогидравлических процессов в контурах энергоблока установленным тре-

бованиям к пределам и условиям безопасной эксплуатации.

Актуальность решения поставленной задачи обусловлена следующим:

- необходимостью сравнения проектных и реальных характеристик контуров энергоблока;
- необходимостью определения масштабного фактора при переходе оборудования от работы на стендах к работе в реальных условиях эксплуатации;
- наличием ситуаций, требующих быстрого решения возникающих вопросов, когда отсутствует возможность оперативного взаимодействия с Научным руководителем и Главным конструктором реакторной установки или парогенератора;
- потребностью использования полученных реальных характеристик оборудования энергоблока и процессов в его контурах для проектирования последующих реакторов на быстрых нейтронах с улучшенными технико-экономическими показателями и повышенной безопасностью;

- необходимостью определения или корректировки различных характеристик из-за естественного износа оборудования энергоблока, использования новых материалов и элементов контуров, внедрения более современных методов и средств контроля эксплуатационных параметров.

Многолетний срок эксплуатации энергоблока №3 Белярской АЭС с РУ БН-600 показал их надежную и безопасную работу.

На практике подтверждены заложенные в проекте концепции обеспечения безопасности, наиболее важными из которых являются:

- интегральная компоновка реактора с размещением оборудования и теплоносителя первого контура в одном корпусе, окруженном страховочным корпусом, в сочетании с низким рабочим давлением, практически исключает возможность утечки теплоносителя первого контура (рис. 1);
- низкое давление в корпусе реактора (близкое к атмосферному) за счет высокой температуры кипения натрия;
- использование трехконтурной схемы с направлением давления от третьего (пароводяного) контура ко второму (натриевому нерадиоактивному) и первому (радиоактивному) контурам, что исключает возможность распространения радиоактивного натрия первого контура;
- отсутствие фазовых переходов теплоносителя, что существенно упрощает условия обеспечения надежного управления реактором;
- малый начальный запас реактивности в сравнении с другими типами реакторов, меньшее число факторов, влияющих на реактивность, и отрицательный знак коэффициентов реактивности во всем диапазоне рабочих мощностей. Всё это обеспечивает простоту, надежность управления и саморегулирование.

### Секторное течение натрия в первом контуре

В проектных материалах энергоблока БН-600 работа системы управления и защиты (СУЗ) реактора во многом основывалась на предположении о полном перемешивании теплоносителя в напорной и верхней смесительной камерах реактора. Проведенные исследования структуры потока теплоносителя в 1-м контуре реактора с использованием термопарного метода показали неоднородность распределения температуры в верхней смесительной камере как по высоте, так и по азимуту, что позволило предложить секторную модель течения теплоносителя в 1-м контуре, в соответствии с которой в напорной и верхней смесительной камерах отсутствует его полное перемешивание, т.е. потоки натрия разных петель слабо взаимодействуют между собой.

Эксперименты с температурными возмущениями раздельно по каждой петле осуществлялись путем изменения расхода питательной воды через парогенератор (ПГ), т.е. возмущением по температуре натрия на выходе из ПГ при неизменных расходах натрия в обоих контурах. Вторая серия экспериментов по исследованию секторной модели течения заключалась в поочередном изменении частот вращения главных циркуляционных насосов 1-го контура (ГЦН-1) при неизменных расходах натрия через ПГ (результаты представлены на рис.2).

Измерения показали, что изменение температуры происходит в соответствии с изменением частоты вращения ГЦН-1 или температуры на выходе ПГ одной

из петель. Таким образом, напорная камера, активная зона с зоной воспроизводства, верхняя смесительная камера разбиваются на три сектора, каждый из которых является зоной влияния только одной из теплоотводящих петель. (Рис.3.) Границы секторов перемещаются в зависимости от соотношения частот вращения ГЦН-1 различных петель и могут быть подтверждены результатами измерения температуры над ТВС.

Использование результатов исследования обнаруженного секторного течения теплоносителя в первом контуре привело к:

- необходимости обеспечения неравномерного распределения тепловой мощности между петлями для обеспечения работы реактора на номинальной мощности и регулированию распределения тепловой мощности реактора между петлями соответствующим изменением частот вращения ГЦН-1;
- переводу аварийной защиты реактора по повышению температуры теплоносителя на выходе из активной зоны с баковых термопар на термопары ТВС;
- необходимости экспериментального определения допустимой разности между частотами вращения ГЦН-1 для достижения номинальной мощности реактора с учетом обеспечения условий и пределов нормальной эксплуатации;
- необходимости определения реальных связей между изменениями основных теплогидравлических параметров петель;
- учету влияния секторного течения теплоносителя в 1-м контуре на процесс отвода тепла от активной зоны при ее расхолаживании, проведении ремонтных работ и перегрузки топлива;
- необходимости создания секторной системы контроля герметичности оболочек ТВЭЛОВ (КГО) по запаздывающим нейтронам для контроля всей загрузки реактора (проектная система КГО по запаздывающим нейтронам контролировала, как оказалось, только один сектор).

В период освоения мощности реактора БН-600 возникли сложности при достижении её номинального значения из-за неравномерной тепловой нагрузки петель, что обусловлено секторным течением теплоносителя в 1-м контуре и несимметричным распределением загрузки топлива в активной зоне реактора.

Для выяснения причин такого расхода были проведены эксперименты для определения условий, при которых теплоотводящие петли имеют равные мощности. При одинаковом расходе теплоносителя во всех петлях 2-го контура изменением расходов питательной воды достигали равенства средней температуры теплоносителя на выходе всех ПГ; соответствующим изменением частот вращения ГЦН-1 получали равную температуру теплоносителя на входе во все ПГ. В установившихся режимах при равных тепловых мощностях петлей 2-го контура оказались различными частоты вращения всех ГЦН-1 и температуры теплоносителя на входе и выходе промежуточных теплообменников (ПТО) по 1-му контуру. Следовательно, равным значениям тепловой мощности петель соответствуют различные частоты вращения ГЦН-1.

Это дало возможность расчета распределения тепловой мощности по петлям по заданным частотам вращения ГЦН-1 и наоборот. В режиме установившихся перегрузок для проектной активной зоны получены эмпирические соотношения для относительных тепловых мощностей петель:

$$\bar{N}_i = (\bar{G}_i + \alpha_i) \bar{N}_p, \quad (1)$$

где  $\bar{N}_i$  – относительная тепловая мощность  $i$ -петли, % от  $N_{\text{ном}}$ ;  $\bar{N}_p$  – относительная тепловая мощность реактора, % от  $N_{\text{ном}}$ ;  $\bar{G}_i$  – относительный расход теплоносителя по  $i$ -петле 1-го контура, % от  $G_{\text{ном}}$ ;  $\alpha_i$  – коэффициент неравномерности распределения мощности по петлям;  $\alpha_4 = +0,01$ ;  $\alpha_5 = -0,05$ ;  $\alpha_6 = +0,04$ ;  $i = 4, 5, 6$  – номер петли энергоблока БН-600.

Зависимость (1) показала, что можно обеспечить номинальную мощность реактора только при определенных соотношениях частот вращения ГЦН-1, которые были найдены и реализованы с учетом реального состояния основного оборудования, в т.ч. и количества отключенных модулей и секций в парогенераторах.

### Расслоение течения натрия в первом контуре

Неравномерность распределения температур в надзонном пространстве по радиусу и по азимуту, секторный петлевой характер течения в верхней смесительной камере (ВСК) и напорной камере, неодинаковая длина зон теплопередачи в ПТО приводят к значительным неравномерностям полей температур на входе и выходе ПТО. Из-за этого измеряемая температура на выходе из ПТО в одной точке может существенно отличаться от среднесмешанного значения, что влияет прежде всего, на точность оценки температур оболочек твэлов и разности температур натрия по петлям на входе в напорную камеру. Размещение термозонда на ПТО представлено на рис 4.

Распределение температур потока натрия на выходе из ПТО характеризуется значительно большей неравномерностью по высоте (рис. 5), которая с увеличением мощности достигает  $\sim 70^\circ\text{C}$  в номинальном режиме на выходе ПТО петли №5.

Максимальная разность температур между датчиками, установленными на одном уровне на входе ПТО соседних петель, составляет  $15^\circ\text{C}$ , что указывает на слабое перемешивание теплоносителя в ВСК между петлями. (Подтверждение секторной модели течения).

Исследования, проведенные на разных уровнях мощности реактора, показали, что с увеличением расхода (скорости натрия, частоты вращения ГЦН-1) неравномерность температур по высоте входных и выходных окон ПТО возрастает и для температур на входе ПТО для номинальной мощности не превышает  $20^\circ\text{C}$ .

Пространственная неравномерность поля температур на выходе из ПТО приводит к отличию до  $(10-30)^\circ\text{C}$  фактических температур натрия на входе в реактор от измеряемых точечных значений. Это необходимо учитывать при организации контроля ограничивающих параметров реактора (температуры оболочек твэлов, температуры на выходе из ТВС, разность температур по петлям в напорной камере). Рис.5

Место установки датчика штатной системы измерения температуры на выходе ПТО выбрано неудачно, датчики измеряют температуру самой холодной зоны на выходе из сливных окон ПТО, которая на  $15^\circ\text{C}$  ниже среднесмешанной для 4-й и 6-й петель и на  $25^\circ\text{C}$  для 5-й петли. Поэтому для улучшения системы контроля температуры в реакторе на основании проведенных исследований было принято решение о

перемещении датчика измерения температуры вверх  $\sim$  на 200 мм в район среднесмешанной температуры потока на выходе ПТО.

### Остаточное тепловыделение остановленного реактора

Исследования безопасности работы энергоблока проводились в режимах с расхолаживанием активной зоны, прекращением циркуляции теплоносителя в контурах и петлях во время перегрузки или проведения ремонтных работ. Для этих режимов измерялась скорость разогрева установки ( $\Theta$ ), которая определяется остаточным тепловыделением реактора  $N_0$ , эффективной теплоемкостью работающих контуров и петель  $C_{\text{эфф}}$ , их тепловыми потерями в окружающую среду  $N_{\text{пот}}$ , характеристиками оборудования  $N_H, N_\Sigma, N_\Phi$ , участвующими в отводе тепла от активной зоны:

$$\Theta = \frac{\Delta t}{\Delta \tau} = \frac{N_0 + N_H + N_\Sigma - N_{\text{пот}} - N_\Phi}{C_{\text{эфф}}}, \quad ^\circ\text{C}/\text{ч} \quad (1)$$

где  $N_H, N_\Sigma$  – мощности, вносимые в контуры всеми работающими ГЦН-1,2 и системой электрообогрева, соответственно, кВт;  $N_\Phi$  – мощность, отводимая всеми работающими фильтр-ловушками, кВт.

Скорость разогрева установки рассчитывали по данным измерений температуры теплоносителя в контурах по формуле:

$$\Theta = \frac{\sum_{i=1}^k (t_{i,m} - t_{i,n})}{k(\tau_m - \tau_n)}, \quad ^\circ\text{C}/\text{ч}, \quad (2)$$

где  $i = [1,20]$  и  $k$  – номер и число точек измерения температуры;  $t_m$  и  $t_n$  – температура теплоносителя в моменты времени  $\tau_m, \tau_n$ ;  $^\circ\text{C}$ .

На рис. 6 показаны экспериментальное и расчетное изменение скорости разогрева установки, максимальное отклонение экспериментальных значений от расчетной зависимости не превышает  $\pm 20\%$ .

Особую сложность представляло определение эффективной теплоемкости и тепловых потерь петель и контуров энергоблока. Проведена серия экспериментов для определения  $N_{\text{пот}}$  и  $C_{\text{эфф}}$ , по результатам которых методом теплового баланса между 1 и 2 контурами эмпирически были определены значения тепловых потерь: 1-го контура – 540 кВт; одной петли 2-го контура – 520 кВт; эффективные теплоемкости 1-го контура – 620 кВт·ч/°C; одной петли 2-го контура – 230 кВт·ч/°C.

На основании результатов проведенных исследований разработан регламент отвода остаточного тепловыделения, в котором рекомендованы с учетом секторного течения теплоносителя в 1-ом контуре схемы расхолаживания для отвода остаточного тепловыделения от активной зоны в зависимости от состояния основного оборудования энергоблока. Это позволило надежно планировать сроки ремонта оборудования: остаточное тепловыделение можно отводить без разогрева установки только за счет потерь в окружающую среду при работе ГЦН любых двух петель через 25 суток, одной петли – через 45 суток после останова реактора.

### Остаточное тепловыделение отработавших ТВС

Для расчета остаточного тепловыделения ( $N_{\text{ост}}$ ) отработавших ТВС с оксидным урановым топливом и всей активной зоны в целом используются

эмпирические формулы. Появление в большом количестве ТВС со смешанным уран-плутониевым оксидным топливом, в т.ч. с МОХ-топливом, остро поставило вопрос о корректном определении  $N_{\text{ост}}$  новых типов сборок, т.к. расчетные формулы значительно усложняются из-за появления большого числа дополнительных цепочек распада с образованием новых изотопов. Для верификации методик расчета  $N_{\text{ост}}$  в условиях эксплуатации был разработан, изготовлен и опробован в бассейне выдержки (БВ) измерительный стенд, представляющий собой герметичный пенал с организованными подводом и отводом обессоленной воды, оснащённый термоэлектрическими термометрами для определения температуры охлаждающей воды на входе-выходе пенала. Рис.7.

Результаты проведённых измерений представлены в табл.1 вместе с расчетными данными, сравнение с которыми показывает удовлетворительную сходимость  $N_{\text{ост}}$  для штатных ТВС, а для ТВС со смешанным топливом измеренное  $N_{\text{ост}}$  выше расчетного на 25÷30%, т.е. требуется корректировка используемых расчетных формул.

Таблица 1. Остаточное тепловыделение отработавших сборок

Тип сборки	Расчет $N_{\text{ост}}$ , кВт	Измерение $N_{\text{ост}}$ , кВт	Отклонение D, %
ТВС (UO <sub>2</sub> )	0.515	0.529	+2.7
ТВС (UO <sub>2</sub> )	0.518	0.526	+1.4
ТВС (UO <sub>2</sub> )	0.523	0.502	- 4
ТВС (U-Pu)O <sub>2</sub>	0.535	0.683	+27.6
ТВС (U-Pu)O <sub>2</sub>	0.537	0.675	+25.8

## Теплогидравлика парогенераторов

Сложность гидравлической схемы проточного ПГ для быстрого реактора БН-600 обуславливает гидравлические и тепловые неравномерности, которые могут привести к ухудшению теплотехнической эффективности ПГ, снижению его надежности и работоспособности из-за высоких локальных тепловых потоков, приводящих к интенсификации коррозионных процессов со стороны пароводяного контура. При экспериментальном изучении гидравлики второго натриевого контура установлено, что гидравлические характеристики всех петель теплообмена ниже проектных. Номинальный расход теплоносителя во втором контуре был достигнут при меньших (750 об/мин) по сравнению с проектом (970 об/мин) частотах вращения ГЦН-2. Таким образом, существует запас до предельных значений расхода теплоносителя по второму контуру, и затраты энергии на прокачку одного и того же количества теплоносителя по петле меньше проектных.

Относительное отклонение расходов натрия по секциям в различных режимах составляет ±5% от среднего значения при различном числе работающих секций, что обеспечивает длительную работоспособность ПГ при проектных параметрах в течение заданного ресурса.

В период освоения мощности энергоблока с реактором БН-600 из-за дефектов модулей ОП и ПП на одном ПГ из 8-ми секций в работе осталось только 5. Это обстоятельство привело к тому, что вывод реактора на уровень мощности 80% номинальной был проблематичен из-за возможности превышения мощностей оставшихся в работе секций выше номинальных.

Анализ результатов исследований температурного состояния модулей секций ПГ показал возможность нагружения секций ПГ до 105-110% номинальной мощности секции, что позволило вывести реактор на уровень мощности 80% номинальной.

Наличие резерва по повышению мощности секций ПГ и возможность эксплуатации ПГ с неполным числом секций поставили задачу определения предельно допустимых эксплуатационных возможностей ПГ, определения допустимого уровня мощности энергоблока, ПГ и отдельных секций. Расчетами определены предельные уровни мощностей модулей ПГ и их режимных параметров, при которых обеспечивается превышение допустимых пределов безопасной эксплуатации ПГ. Максимальный возможный уровень мощности отдельных модулей и секции в целом не должен превышать уровень 126% номинальной мощности секции.

При выводе энергоблока на номинальный уровень мощности, при работе одного ПГ с шестью секциями мощность этого ПГ составила 92,2% номинальной, а секции – 123% номинальной. Увеличение мощности петель с полным числом секций в ПГ до 102% и 104% номинальной позволило вывести энергоблок на номинальную мощность. Результаты измерений параметров энергоблока представлены в табл. 2

Проведенные испытания подтвердили возможность работы ПГ с повышенной до 126% мощностью секций без превышения основных ограничивающих параметров по расходам сред, температурам и максимальному тепловому потоку.

На основании этих исследований была изменена проектная технология ведения режима работы петли с неполным числом работающих секций ПГ, что позволило при отключении одной из 8 секций ПГ сохранить на исходном уровне мощность петли с 7 секциями и мощность блока в целом. При отключении двух секций на одном ПГ работа реактора на номинальной мощности обеспечивается за счет сочетания режима работы ПГ с повышенной мощностью и перераспределением мощностей между теплообменными петлями.

Реализация этих предложений позволила повысить устойчивость режимов работы блока при аварийных ситуациях, обеспечить управление распределением мощности между петлями.

### Выводы

На основе обобщения результатов испытаний и исследований процессов и характеристик с быстрым натриевым реактором БН-600 установлено, что они в основном соответствуют проектным.

1. Установлен в условиях эксплуатации быстрого натриевого реактора секторный (петлевой) характер течения теплоносителя в ВСК и напорной камере реактора. Это позволило осуществить:

- перевод аварийной защиты реактора по повышению температуры теплоносителя на выходе из активной зоны на термопары ТВС вместо баковых термопар;
- создать секторную систему контроля герметичности оболочек твэлов (КГО) по запаздывающим нейтронам для контроля всей загрузки реактора (проектная система КГО по запаздывающим нейтронам контролировала, как оказалось, только один сектор);
- введение секторной системы КГО, кроме прямого функционального назначения, позволило с большой степенью вероятности определять координаты дефектных ТВС непосредственно в активной зоне без их извлечения.

Таблица 2. Параметры ПГ при отключении двух секций.

Параметр	Един. измер.	Отключены две секции на 5ПГ			Отключены две секции на 5ПГ		
		4ПГ	5ПГ	6ПГ	4ПГ	5ПГ	6ПГ
$N_p$	%	96			99,3		
$N_{ПГ}$	%	103,2	86,1	103,5	102,4	92,2	104,0
$G_{Na}$	%	98	113	100	97	119	100
$T_{вх}$	°С	512	513	512	518	516	514
$T_{вых}$	°С	313	327	312	311	317	313
$\Delta t_{пе}$	°С	43	70	44	42	39	50
$D_{пв}$	%	101	108	99	101,5	120	104
$P_{СПП}$	Мпа	13,5	13,2	13,4	13,4	13,3	13,2
$N_{сек}$	%	103,2	114,8	103,5	102,4	123,0	104,0
$q_{max}$	МВт/м <sup>2</sup>	0,92	0,93	0,91	0,91	0,82	0,92

**Примечание.** В таблице приведены средние значения параметров секций и ПГ. 4ПГ, 5ПГ, 6ПГ – стационарные номера парогенераторов.

2. Определена пространственная температурная неравномерность на входе и выходе ПТО, что необходимо учитывать при организации контроля ограничивающих параметров реактора (температуры оболочек твэлов, температуры на выходе из ТВС, разность температур по петлям в напорной камере).

3. Определена максимально-допустимая разность частот вращения ГЦН-1 и соотношение их частот вращения для распределения тепловой мощности между теплоотводящими петлями с целью обеспечения работы энергоблока на номинальном уровне мощности при различной мощности петель.

4. Определены скорости отвода тепла от активной зоны в режимах расхолаживания реактора для различного сочетания работающего основного оборудования и допустимые времена прекращения циркуляции теплоносителя по третьему контуру для проведения ремонтных работ. Для ОТВС со смешанным топливом измеренное остаточное тепловыделение выше расчетного на 25÷30%, т.е. требуется корректировка используемых расчетных формул.

5. Гидравлические характеристики всех петель второго контура значительно ниже проектных, номинальный расход теплоносителя по петле второго контура обеспечивается при частоте вращения ГЦН-2, равной

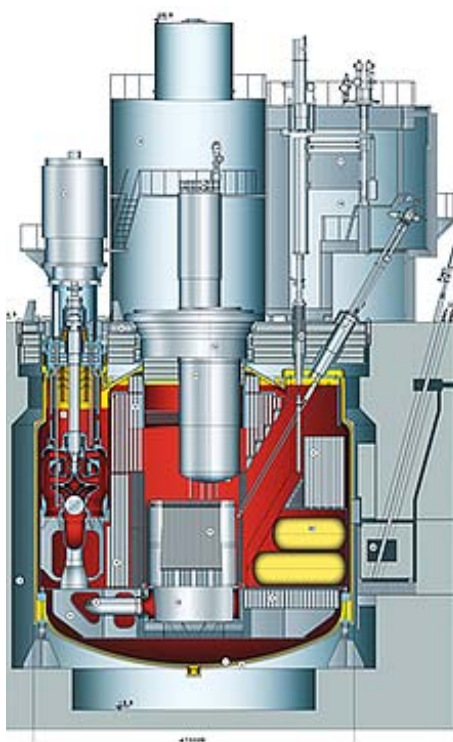
~750 об/мин вместо 970 об/мин по проектным данным. Распределение расходов натрия по секциям достаточно равномерное и совпадает с проектными величинами.

6. Исследованы резервы повышения мощности модулей, секций, ПГ и ПТО. Установлено, что мощность секций, в т.ч. и модулей, может быть увеличена до 126% номинальной, что обеспечивает работу ПГ на номинальной мощности при отключении одной из восьми работающих секций. Мощность ПГ и ПТО может быть увеличена до 105% номинальной без нарушения пределов безопасной эксплуатации энергоблока. Предложенные рекомендации по увеличению предельно допустимых значений мощностей модулей, секций, ПГ и ПТО внедрены в эксплуатацию энергоблока и отражены в технологической документации, что обеспечило устойчивую работу энергоблока на номинальной мощности в течение всех лет его эксплуатации.

7. В результате проведенного комплекса работ по исследованию теплогидравлических характеристик натриевых контуров, испытаний новых режимов эксплуатации, испытаний новых (перспективных) образцов элементов в активной зоне реактора, выполненных на протяжении 30-ти летнего периода, основные характеристики (параметры) энергоблока БН-600 претерпели существенные изменения, которые представлены в таблице 3.

**Таблица 2.** Основные характеристики энергоблока БН-600 (на 08.04.1980 г. проектные) и в конце проектного срока эксплуатации (на 08.04.2010 г. - реальные)

Характеристика	На 08.04.1980 г. (проект, начало)	На 08.04.2010 г. (проект. срок службы)
Обогащение топлива	33% по U-235 (ЗБО) 21% по U-235 (ЗМО) 2 зоны обогащения	26% - (ЗБО) 21% - (ЗСО) 17% - (ЗМО) 3 зоны обогащения
Высота активной зоны	750 мм	1030 мм
Материал ТВС	ЭИ – 847 – обол. твэл Х16Н11М3 – чехол	ЧС – 68 х.д. – обол. твэл ЭП - 450 - чехол
Максимальное выгорание топлива	7,2% т.ат. ЗБО	13,2% т. ат. (92сна) ЗБО
Ресурс ТВС (эфф.сут.)	300	560 (до 592)
КГО по запаздывающим нейтронам	1 точка отбора Na для контроля	Секторная система КГО 12 датчиков запазд. нейтронов по 2 на ПТО
Автоматическое регулирование тепловой мощности реактора	объединенный регулятор тепловой мощности реактора - ОРТМ	Исключен из проекта – отличие реальной гидравлики 1 контура от проекта
Аварийная защита по $t_{\text{вых}}$ из активной зоны	Сигналы баковых термодатчиков	Сигналы термодатчиков над ТВС (термодатчики ЦПК [скачки показаний $t_{\text{бак.1}}$ ])
Гидродинамика течения Na 1 контура	Полное перемешивание натрия в надзонном пространстве	Слабое перемешивание натрия в ВСК - секторное течение натрия в 1-м контуре
Температура Na на выходе из ПТО	Полное перемешивание Na на входе в активную зону и на выходе из ПТО	Значительное расслоение (температурное) Na по высоте выходных окон ПТО
Работа ГЦН-1 на номинальной мощности	970x970x970 об/мин.	965x990x960 об/мин. (влияние петлевого характера течения Na)
Мощность ПГ мощность секции (пред)	$\leq 100\%$ ном $\leq 100\%$ ном	$\leq 105\%$ ном (8 секций) $\leq 126\%$ ном (предельная)
Подключение петли	$N_p = 0\%$ ном	$N_p \approx 35\%$ ном
Измерение $N_{\text{ост}}$ ОТВС	Нет в проекте	Стенд для измерения $N_{\text{ост}}$ ОТВС
Мощность ТГ, МВт эл.	200	210
Допустимая мощность реактора (тепл.), МВт	1470 (100% ном)	1520 (103,4% ном)



**Рис. 1.** Реактор БН-600

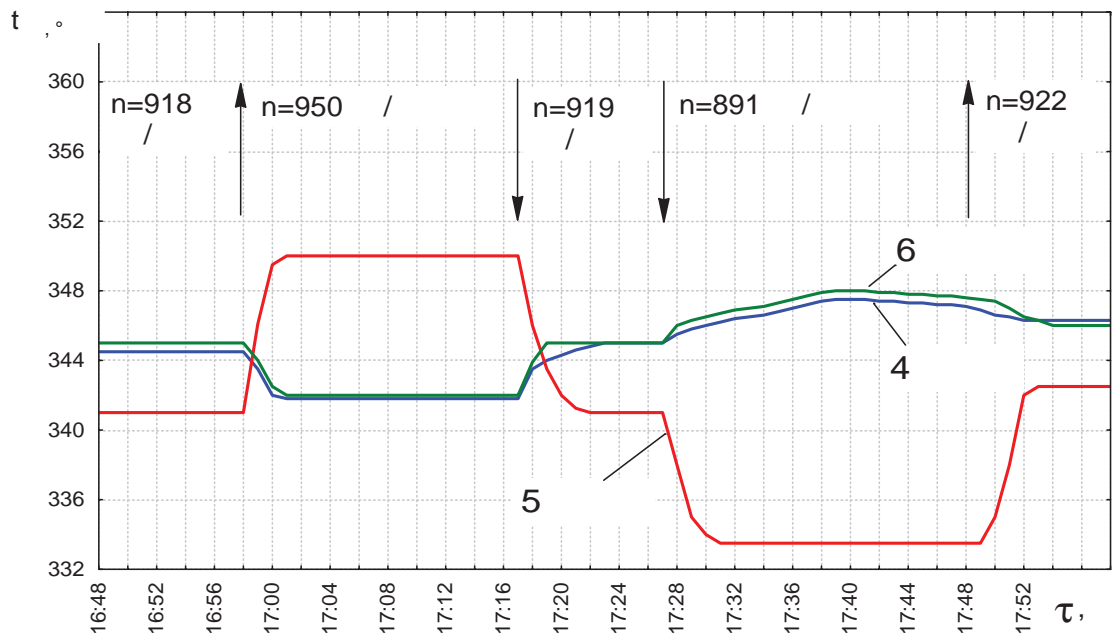


Рис. 2. Измерение температур натрия на входе в напорную камеру при изменении частоты вращений 5 ГЦН-1

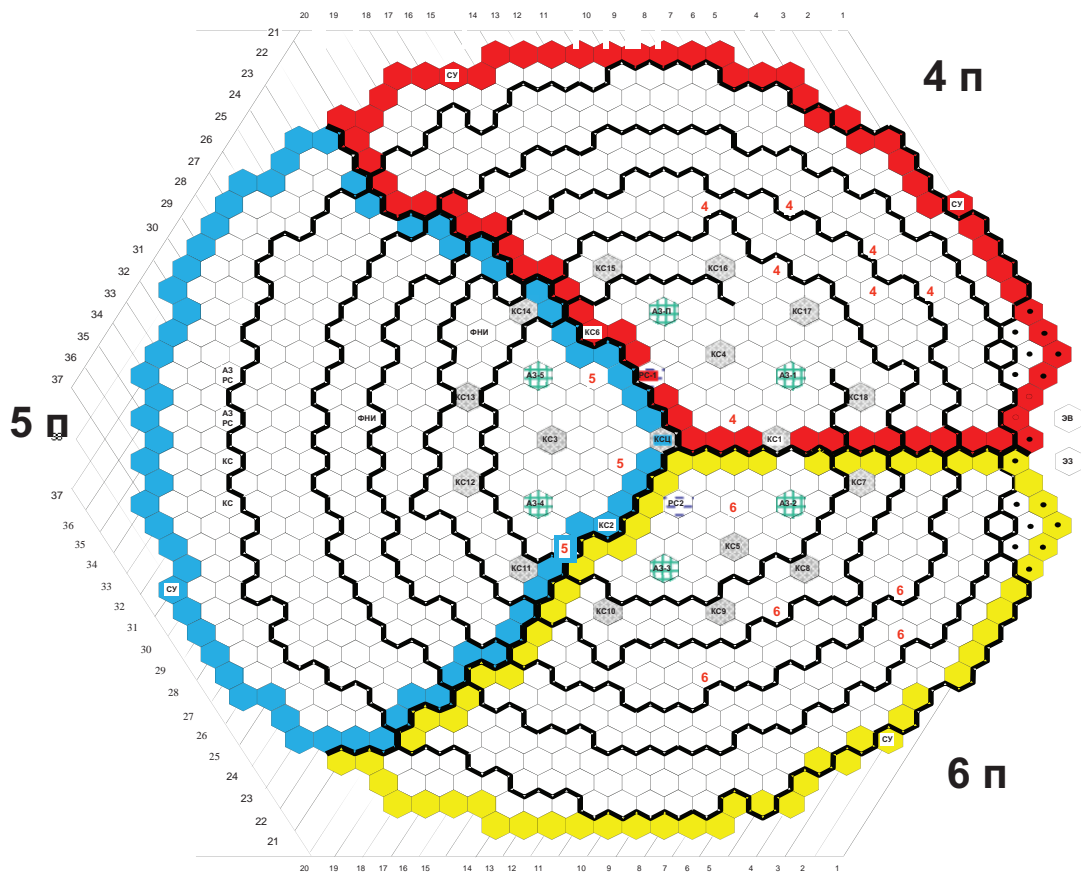


Рис.3. Разбивка реактора на секторы

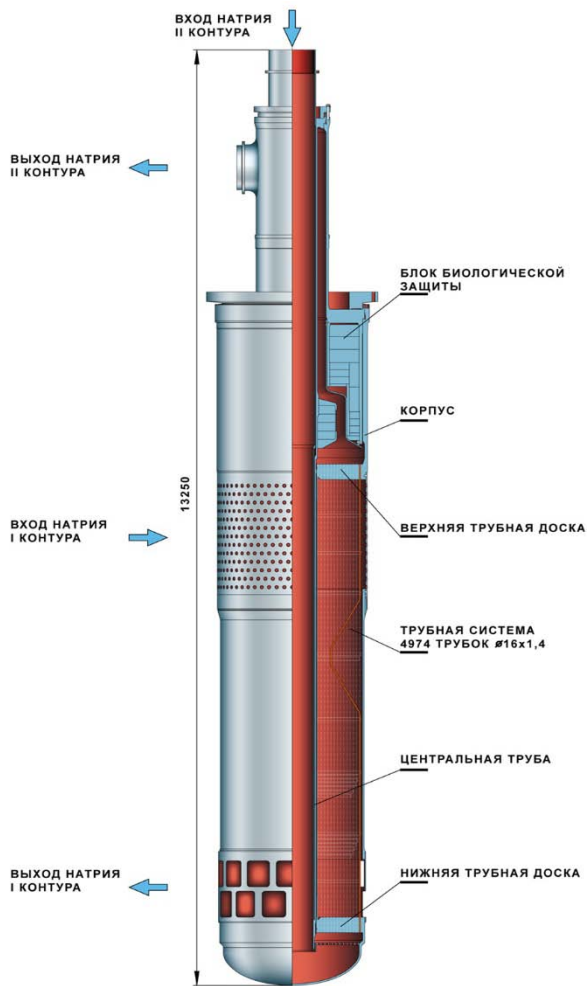


Рис. 4. Промежуточный теплообменник реактора БН-600

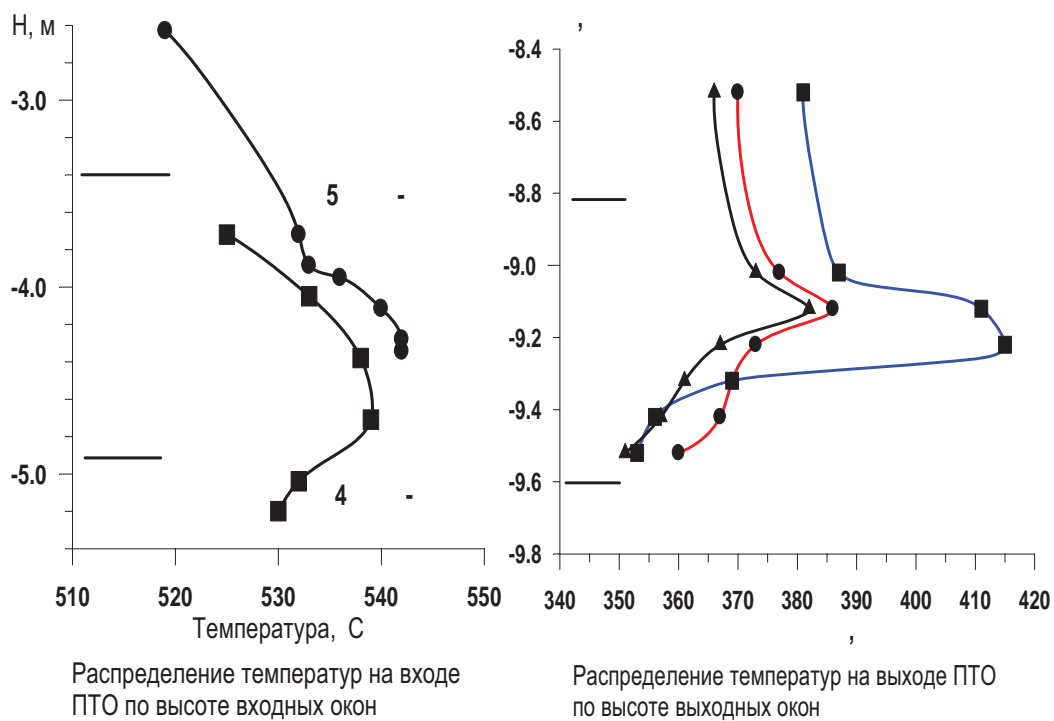


Рис. 5. Распределение температур на входе и выходе ПТО



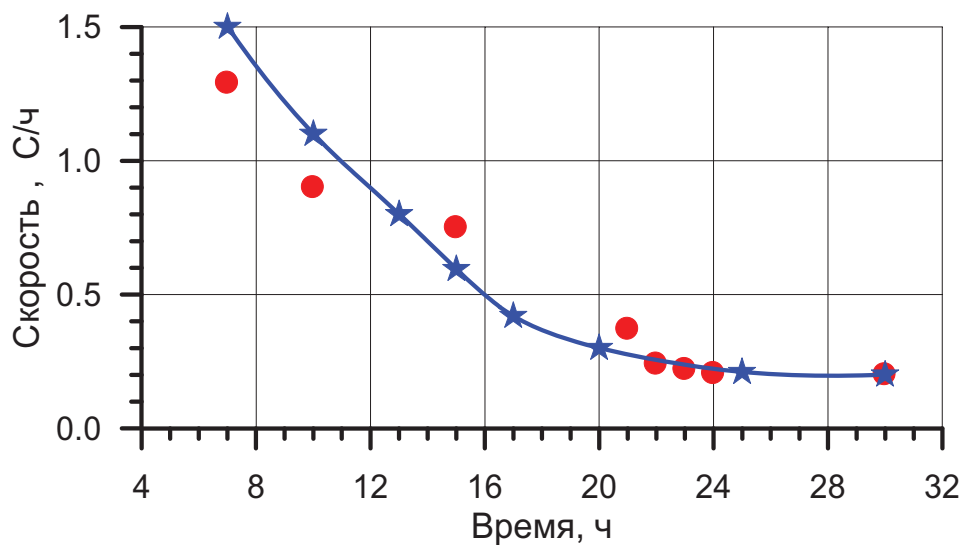


Рис. 6. Скорость разогрева реакторной установки

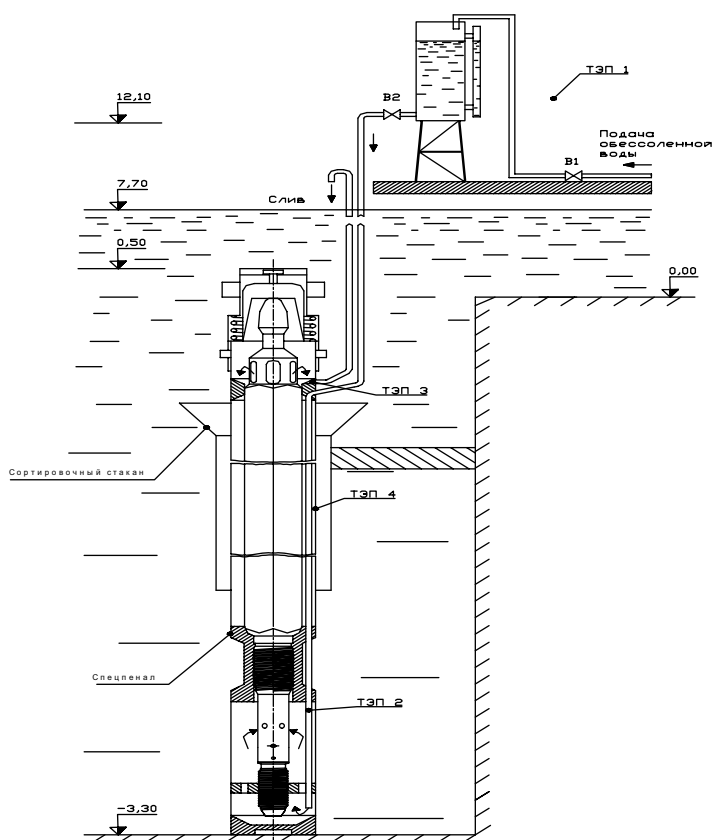


Рис. 7. Принципиальная схема установки для измерения остаточного тепловыделения. ТЭП 1 – кабельный термоэлектрический преобразователь для измерения температуры воздуха в помещении обслуживания БВ; ТЭП 2, ТЭП 3 – кабельные термоэлектрические преобразователи для измерения температуры воды на входе и выходе из спещенала, соответственно; ТЭП 4 – поверхностный термоэлектрический преобразователь для измерения температуры окружающей воды БВ

## РЕГЛАМЕНТ ПО ПЕРЕВОДУ ОЯТ С «МОКРОГО» ХРАНЕНИЯ НА «СУХОЕ» НА СМОЛЕНСКОЙ АЭС

*Антоненко В.М.  
Смоленская АЭС*

29 ноября прошлого года на Смоленской АЭС стартовали работы по переводу отработавшего ядерного топлива, хранящегося в ХОЯТ (хранилище отработавшего ядерного топлива, на «сухое» хранение – выполнена первая разделка отработавшей тепловыделяющей сборки (ОТВС). Таким образом завершено создание комплексов хранения ОЯТ на АЭС с РБМК в России в соответствии с федеральной программой безопасного обращения с ядерным топливом и созданием замкнутого цикла по его использованию. В данном докладе приведены общие операции, связанные с переводом ОЯТ из бассейнов выдержки ХОЯТ в транспортные упаковочные контейнеры (УКХ) для транспортировки в здание хранилища контейнерного типа (ХКТ) для хранения и отправки УКХ в региональное хранилище.

Общие операции представляют из себя следующий набор технологических операций подробно описанный в проектной документации Атомэнергопроекта (АЭП) и должностных инструкциях исполнителей этих операций по принятой технологии:

1. Доставка ОТВС в отделение разделки («горячую камеру») Пристроя ХОЯТ;
2. Разделка ОТВС в «горячей камере» на два пучка твэлов и отделение не содержащей ядерного топлива части несущего стержня ОТВС;
3. Загрузка пучка твэлов (ПТ) в ампулы;
4. Установка ампул с ПТ в чехол, а чехла в контейнер;
5. Подготовка УКХ (контейнер с чехлом и ампулами, загруженного ОЯТ, к транспортированию (установка УКХ с ОЯТ в ЗДК) или сухому хранению.
6. Установка УКХ на контейнерную площадку.

По показаниям отдела ядерной безопасности к разделке допускаются герметичные ОТВС со сроком выдержки не менее 10 лет, с характеристиками, соответствующими указанным в сертификате-разрешении на конкретную конструкцию упаковки (контейнер), с регистрацией заводского номера ОТВС.

Глубина выгорания передаваемого на разделку топлива не должна превышать 22,8 ГВт сут/т U, согласно сертификату-разрешению на ТУК-109. Для измерения глубины выгорания ОЯТ используется установка МКС-01 РБМК, размещаемая в отсеке бассейна выдержки, по аттестованной методике измерения выгорания ядерного топлива.

Передачу ОТВС из отсеков бассейна выдержки на разделку осуществляют в следующей последовательности. Открывают крышки щелевого перекрытия над штатным местом хранения ОТВС в одном из отсеков БВ (пом. 134/1...5). Съёмную часть блока балансирных подвесок с двумя пеналами с ОТВС, предназначенными для передачи в отделение разделки, перемещают краном при помощи ограничивающего стропа к установке оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК. Проводят измерение удельной активности воды в пеналах с ОТВС по специально разработанной методике.

Критерием герметичности является объёмная активность воды пеналов  $3,7 \cdot 10^6$  Бк/л по  $^{137}\text{Cs}$ , при превыше-

нии этого параметра ОТВС считается негерметичной и не допускается к разделке. Пенал с негерметичной ОТВС возвращается обратно на место хранения в бассейне выдержки.

Пеналы с герметичными ОТВС перемещают к стенду, где от фланцев пеналов отсоединяют фланцы съёмной части блока балансирных подвесок, присоединяют воронки-фланцы и краном переводят со стенда на балки щелевого перекрытия. Повторяют операции по перемещению второго пенала и ещё для трёх ББП, таким образом на балках щелевого перекрытия размещают 16 пеналов с ОТВС.

Затем пеналы с ОТВС поочередно передающим устройством перемещаются из пом. 318 в пом. 319, в зону действия крана г. п. 20/5 т.

Краном г. п. 20/5 т пенал с ОТВС транспортируют в накопитель пеналов, место под который выделено на балках щелевого перекрытия отсека хранения транспортных чехлов. Накопитель предназначен для размещения 16 пеналов с ОТВС и восьми пустых пеналов.

Из накопителя пенал с герметичной ОТВС переводят краном к месту аппаратного считывания заводских номеров ОТВС и устанавливают в ложемент. Повторяют операции для второго и последующих пеналов с ОТВС.

На ложемент наводят и устанавливают тележку, на которой размещён блок осветителей, предназначенный для автоматического считывания заводского номера ОТВС. После считывания заводских номеров пеналы с ОТВС поочередно переводят краном в устройство для пеналов и устанавливают в щель стола-подъёмника. Захват и устройство страхующее, навешенные на крюк тележки перегрузочной тросовой, фиксируют на воронке-фланце пенала с ОТВС.

Открывают шибер в защитном перекрытии и дистанционно тележкой перегрузочной тросовой передают пенал с ОТВС в помещение над передаточным каньоном Пристроя (пом. 439), пенал опускают по команде оператора до отметки 400 мм над уровнем защитного перекрытия. Оператор вручную отсоединяет страхующее устройство от воронки-фланца и фиксирует стропы страхующего устройства на захвате.

Дальнейшие операции осуществляются дистанционно. Пенал опускают и устанавливают в гнездо загрузки устройства передающего, конструкция которого предусматривает приёмную воронку. Аналогично передают второй пенал.

После загрузки пенала с ОТВС гнездо в защитной плите над передаточным каньоном закрывают шибром. Передающее устройство с двумя загруженными пеналами перемещается под защитным слоем воды под крышки приёма ОТВС защитной камеры.

Передающее устройство с пеналами без ОТВС возвращается под проём в защитном перекрытии. Выгрузка пустых пеналов из передающего устройства, перемещение в устройство для пеналов производится в обратной последовательности в пом. 139 ХОЯТ.

Пустые пеналы, возвращаемые в ХОЯТ из Пристроя, в количестве девяти штук могут использоваться для приёма вновь поступающих на хранение ОТВС. Остальные пеналы (23 штуки) направляются в ХОЯТ на хранение в отсеки БВ (пом. 138). Размещение пеналов на балках осуществляется с использованием блока балансирных подвесок.

Для использования пеналов к повторной загрузке ОТВС осуществляют замену воды в пенале с помощью специального устройства.

В качестве жидкости для промывки и заполнения пеналов используют химобессоленную воду, которая подаётся из трубопровода ХОЯТ в бак-мерник, предназначенный для дозированной подачи воды. Вода в пенале меняется 3 раза.

При нормальных условиях эксплуатации технологический процесс разделки ОТВС и загрузки ОЯТ в УКХ (упаковочный комплект хранения) состоит из транспортно-технологических операций, которые должны выполняться в следующей последовательности:

- установка чехла для ТРО (твёрдых радиоактивных отходов) и чехла для ОЯТ в шахте загрузки УКХ;
- подготовка ОТВС к разделке;
- разделка ОТВС и загрузка ОЯТ в чехол УКХ;
- подготовка УКХ к транспортировке.

Под установкой чехла для ОЯТ в шахте загрузки УКХ понимается выполнение комплекса операций по извлечению чехла УКХ из контейнера, перемещению его в шахту загрузки УКХ и установке в положение загрузки его ОЯТ. При этом контейнер остаётся состыкованным с шахтой загрузки УКХ.

Подготовка ОТВС к разделке начинается с транспортно-технологических операций по перемещению ОТВС из передающего устройства, находящегося в передаточном каньоне, в накопитель пеналов защитной камеры.

К разделке в защитной камере допускаются ОТВС, прошедшие входной контроль по геометрическим размерам. ОТВС не прошедшие входной контроль возвращаются в пом. 319 ХОЯТ. Для этого предусмотрены пеналы большего диаметра и оборудование для обращения с этими пеналами.

Операции по заполнению пеналов накопителя защитной камеры ведутся консольными манипуляторами. Открывается крышка приёма ОТВС, расположенных в передающем устройстве. ОТВС поднимаются и перемещаются на координаты накопителя защитной камеры. Крышка приёма ОТВС закрывается. Операции ведутся до полного заполнения накопителя.

Вторая пара консольных манипуляторов перемещается в зону расположения чехла УКХ. Захваты манипуляторов поочередно опускаются и стыкуются с крышками ампул, расположенных в гнездах чехла. Ампулы поднимаются и перемещаются соответственно на координаты узлов снаряжения ампул №1 и №2. Включаются пневмозажимы, которые раскрывают замки крышек ампул. Зхваты подвесок вместе с крышками ампул поднимаются. Консольные манипуляторы перемещаются в зону над чехлом УКХ. На этом подготовка ОТВС к разделке закончена.

Зажимные устройства отрезных станков переводятся в рабочее положение, то есть располагаются над кантователями. Зхваты первых подвесок первых манипуляторов стыкуются с «Т-образными» грибками ОТВС, установленными в накопителях. ОТВС поднимаются и перемещаются на координаты кантователей ПТ (пучка твэлов), затем опускаются до тех пор, пока нижние ПТ ОТВС не окажутся в чехлах механизмов подъёма кантователей.

Зажимные устройства (тиски) отрезных станков фиксируют ОТВС по силовым решёткам верхних ПТ. Отрезные головки станков перемещаются в рабочее положение и отрезают подвески ОТВС. Через направляющие воронки устройства наведения подвески ОТВС опускаются в гнезда для ТРО. Зхваты вторых подвесок манипуляторов стыкуются с верхними ПТ ОТВС.

Оставшиеся части ОТВС с помощью механизмов подъёма кантователей поднимаются на величины, равные длинам ПТ. Тиски сжимаются и фиксируют нижние ПТ. С помощью отрезных головок станков, по перемычке, отрезаются верхние ПТ. Зхваты вторых подвесок поднимаются в промежуточное положение и перемещаются на координаты устройств зажимных №1. После установки верхних ПТ в корпуса ампул захваты открепляются от силовых решёток ПТ и поднимаются. Нижние ПТ поворачиваются на 180°. После поворота пеналы опускаются, снимаются крышки пеналов. Зхваты вторых подвесок стыкуются с ПТ, расположенными в чехлах подъёмных устройств кантователей, затем перемещаются на координаты устройств зажимных №2. Нижние ПТ опускаются в корпуса ампул, захваты открепляются и первая пара консольных манипуляторов перемещается в зону над кантователями. Включаются пневмозажимы устройств зажимных. Вторая пара консольных манипуляторов последовательно устанавливает крышки ампул в корпуса ампул, расположенных в устройствах зажимных №1 и №2, разжимаются пневмозажимы, ампулы с ПТ поочередно извлекаются и перемещаются на координаты чехла контейнера УКХ. Ампулы с ПТ поочередно устанавливаются в гнезда чехла. Зхваты вторых манипуляторов последовательно открепляются от крышек ампул, поднимаются и перемещаются к следующей паре порожних ампул, установленных в чехле. Технологический процесс подготовки ОТВС к разделке, разделка ОТВС и загрузка ОЯТ в чехол УКХ повторяется до полной загрузки чехла ампулами с ПТ.

Тросовая тележка перемещается из ремонтной зоны защитной камеры на координаты чехла УКХ, её захват опускается вниз и стыкуется с чехлом контейнера. Производится перемещение заполненного ампулами с ПТ чехла в полость контейнера УКХ Защитное устройство с внутренней крышкой опускается и устанавливается на контейнер. Захват тросовой тележки открепляется от крышки контейнера и тросовая тележка перемещается в исходное положение. Шиббер люка закрывается, включается герметизирующее устройство. Проводится продувка (трёх-четырёхкратная смена воздуха) сиффона уплотнительного устройства (при этом воздух сбрасывается в специальный клапан, расположенный в шиббере люка). Закрываются крышки в днище защитной камеры. Поднимается герметизирующее кольцо устройства герметизации, створки биологической защиты раскрываются. Контейнер подготовлен к транспортировке из-под шахты загрузки УКХ.

При нормальном функционировании подсистемы радиационная обстановка в операторских помещениях №1...3 обеспечивает условия постоянного пребывания персонала.

Для ОТВС не пригодных к разделке на два ПТ по причине изгиба предусмотрены пеналы для дефектных ОТВС (диаметром 120 мм и 220мм), которые подаются под днище защитной камеры, загружают дефектную ОТВС и затем возвращают в БВ ХОЯТ на хранение.

Для случая, когда ОТВС может получить повреждение, вследствие которых возможно просыпание части топлива предусматривается сбор топлива скребками с помощью манипуляторов, удаление остатков топлива с помощью пылесоса, при этом количество ядерных материалов, направляемых в контейнер УКХ для ТРО, не превышает значений, установленных паспортными данными на контейнер.

При резании отрезным станком стержня ОТВС образуется стружка, пыль и опилки, которые собираются скребками с помощью манипуляторов в ёмкость для отработавших фрез. Ёмкость с отработавшими фрезами и со стружкой и опилками загружают в чехол ТРО исполнения 3, с ячейками под ёмкости с ТРО.

Чехол с загруженными ёмкостями с ТРО устанавливается в контейнер для ТРО и контейнер направляется в Хранилище контейнерного типа.

Подсистема приёма порожнего УКХ и подготовка УКХ с ОЯТ к отправке на хранение.

Порожний контейнер доставляется с завода-изготовителя в Пристрой, в помещение подготовки УКХ к отправке (пом. 153), на железнодорожном транспортёре в горизонтальном положении. С контейнера снимается транспортное крепление. Краном г.п. 160/32 т траверса-кантователь МБК устанавливается на УКХ-109 с обеспечением контакта по всем установочным точкам. Штыри траверсы-кантователя заводятся в гнезда УКХ-109. Затем, УКХ-109 поднимается и переносится в зону кантования, где поворачивается в вертикальное положение и устанавливается на пол.

По окончании работ по кантованию, траверса-кантователь МБК (металлобетонного контейнера) отстыковывается от УКХ-109 и устанавливается на штатное место хранения, после чего на кран навешивается подвеска МБК.

Перемещение УКХ-109 из зоны кантования на пост подготовки ТУК к транспортировке, где на контейнер устанавливается бандаж, осуществляется краном г.п.160/32 т с помощью подвески МБК. Подвеска краном перемещается к контейнеру и устанавливается на него. Закрепление подвески на УКХ-109 осуществляется с помощью ручного привода с площадки обслуживания.

После установки бандажа, контейнер перемещается и устанавливается на пост заварки герметизирующего листа и контроля герметичности сварных швов для снятия герметизирующего листа. Подвеска МБК отсоединяется от УКХ-109 и устанавливается на штатное место хранения. Затем на крюк тали г. п. 5 т крана г. п. 160/32 т навешивается подвеска, герметизирующий лист стропится за рым-болт, поднимается и устанавливается на штатное место хранения.

Для проведения прогрева контейнера на стенде термостатирования, подвеска МБК перемещается со штатного места хранения к контейнеру, устанавливается на него и закрепляется с помощью ручного привода, контейнер поднимается, перемещается и устанавливается на днище стенда термостатирования. Подвеска МБК отсоединяется от контейнера и устанавливается на штатное место хранения. Подвеска крана г. п. 160/32 т состыковывается со съёмным кожухом стенда термостатирования и с помощью крана съёмный кожух устанавливается на днище, после чего подвеска крана отстыковывается от съёмного кожуха. Далее проводится термостатирование УКХ-109. По окончании этой операции, подвеска крана г. п. 160/32 т состыковывается со съёмным кожухом, который снимается с днища и устанавливается на штатное место. Подвеска крана отстыковывается от съёмного кожуха и кран отводится в зону хранения подвески МБК,

Для передачи контейнера с поста термостатирования на передаточную платформу, на подвеску крана навешивается подвеска МБК, которая перемещается к контейнеру и закрепляется на нём. После этого кон-

тейнер поднимается, перемещается и устанавливается на передаточную платформу и закрепляется на ней. От контейнера отстыковывается подвеска МБК и устанавливается на штатное место хранения, открывается защитный затвор, отделяющий помещение подготовки УКХ к отправке (пом. 153) от транспортного коридора (пом.156). контейнер на передаточной платформе подаётся в транспортный коридор, где устанавливается на пост обслуживания (пом. 341), и защитный затвор закрывается.

На посту обслуживания опускается поворотная площадка. Таль г. п. 10 т со строповочным устройством перемещается к устройству крепления крышек. Устройство крепления крышек стропится, переносится к контейнеру и устанавливается на наружную крышку. Наружная крышка отсоединяется от корпуса контейнера, после чего устройство крепления крышек снимается с наружной крышки и устанавливается на штатное место хранения. Этой же талью, с помощью стропа, наружная крышка снимается с УКХ и устанавливается на кантователь. Для защиты обслуживающего персонала от радиоактивного излучения и термического воздействия при выполнении технологических операций, на внутреннюю крышку контейнера талью г. п. 10 т, с помощью стропа, устанавливается защитное устройство, которое соединяется с внутренней крышкой. Затем таль г. п. 10 т со стропом перемещается к устройству крепления крышек, которое стропится, переносится к контейнеру и устанавливается на крышку защитного устройства и внутренняя крышка открепляется от контейнера. Устройство крепления крышек устанавливается на штатное место хранения. далее, на внутреннюю крышку контейнера, с помощью тали г. п. 10 т, устанавливается защитное кольцо.

По окончании работ по подготовке к загрузке контейнера отработавшим ядерным топливом на посту обслуживания МБК поворотная площадка поднимается и контейнер на передаточной платформе перемещается под шахту загрузки МБК, где выставляется под шахту загрузки с помощью системы СКПК (система контроля положения контейнера).

После загрузки ОЯТ УКХ подаётся из-под шахты загрузки на пост обслуживания УКХ (пом. 341). Поворотная площадка опускается и проводится контроль мощности эквивалентной дозы излучения и уровня снимаемого радиоактивного загрязнения наружной поверхности УКХ и передаточной платформы. В случае превышения уровня загрязнения в соответствии с НРБ-99/2009 выполняется дезактивация. Затем на контейнере закрепляется внутренняя крышка.

По окончании этой операции заполняют внутреннюю полость контейнера инертным газом и производят экспресс-контроль герметичности уплотнения внутренней крышки.

Затем, с помощью тали г. п. 10 т, защитное устройство снимается и устанавливается на поддон, где, при необходимости, проводится его дезактивация.

Устройство крепления крышек устанавливается с помощью тали г. п. 10 т на наружную крышку УКХ и проводится экспресс-контроль герметичности уплотнения наружной крышки. При наличии необходимой герметичности уплотнений крышек, устанавливается и затягивается крышка клапана, через который выполняли данную операцию.

Снимается устройство крепления крышек с наружной крышки УКХ, поворотная площадка поднимается,

открывается защитный затвор и контейнер на передаточной платформе подаётся в помещение подготовки УКХ к отправке (пом. 153).

Для транспортирования контейнера с передаточной платформы на пост осушки и контроля герметичности на подвеску крана г. п. 160/32 т навешивается подвеска МБК, которая перемещается со штатного места хранения к контейнеру и закрепляется на нём. После этого контейнер поднимается, перемещается и устанавливается на пост. Подвеска МБК снимается с контейнера и устанавливается на штатное место хранения.

На посту осушки и контроля герметичности проводятся технологические операции по осушке внутренней полости контейнера в соответствии с технологическим процессом. Контроль герметичности внутренней крышки, заполнение внутренней полости контейнера и межкрышечного пространства инертным газом, контроль герметичности клапанных устройств и уплотнений осуществляется в соответствии с технологией.

По окончании проведения операций по осушке и контролю герметичности контейнера, подвеска МБК навешивается на подвеску крана г. п. 160/32 т и транспортируется к стоящему на посту УКХ, устанавливается на него. Контейнер поднимается и перемещается на пост заварки герметизирующего листа и контроля герметичности сварных швов, где на него устанавливается герметизирующий лист.

После установки герметизирующего листа выполняется контроль мощности эквивалентной дозы излучения на наружной поверхности УКХ и измеряются уровни снимаемого радиоактивного загрязнения наружных поверхностей УКХ. При необходимости выполняется дезактивация.

Краном г. п. 160/32 т с помощью подвески МБК, контейнер транспортируется в зону кантования. Подвеска МБК отсоединяется от контейнера и устанавливается на штатное место хранения. На подвеску крана г. п. 160/32 т навешивается траверса-кантователь МБК, которая устанавливается на контейнер. УКХ поднимается, кантуется и укладывается на ж. д. транспортёр. Контейнер закрепляется на ж. д. транспортёре при помощи транспортных креплений и ж. д. транспортёр с контейнером перемещается в хранилище контейнерного типа. А затем может быть отправлен в региональное хранилище.

## ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА В ПЕРИОД ПЕРЕХОДА ОТ ВЫВОДИМЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ К ЗАМЕЩАЮЩИМ ЭНЕРГОБЛОКАМ АЭС

*Полтараков Г.И.*

*Ленинградское отделение МОО ветеранов концерна РЭА, Институт ядерной энергетики (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого», г. Сосновый Бор*

### Тезисы

В докладе представлены задачи организаций, осуществляющих подготовку персонала для АЭС, включая работников станции, так и работников привлекаемых организаций. Отмечены особенности осуществления образовательной деятельности на этапе вывода из эксплуатации энергоблоков, выработавших проектный ресурс, и на этапе ввода в эксплуатации замещающих энергоблоков АЭС.

Эксплуатирующей организацией уделяется значительное внимание осуществлению такой образовательной деятельности на Ленинградской АЭС через отраслевые высшие учебные заведения, в Санкт-Петербургском филиале Технической академии Росатома, в учебно-тренировочном центре ЛАЭС. ИЯЭ в г. Сосновый Бор также принимает участие в этой образовательной деятельности.

### 1. Проблемы современного состояния подготовки персонала для атомной энергетики

Актуальные задачи:

- вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС, выработавших проектный ресурс;
- освоение новых более совершенных и дорогих энергоблоков;
- уход на заслуженный отдых опытного персонала и замена его новыми работниками после соответствующей подготовки;
- поддержание конкурентоспособности новых блоков за счет, в том числе, оптимизации организационной структуры;
- сокращение персонала, связанное с оптимизацией организационной структуры;
- переподготовка персонала, не имеющего ядерного образования как для работы непосредственно на АЭС, так и в организациях, оказывающих услуги для АЭС;
- подготовка персонала для зарубежных АЭС, сооружаемых Росатомом.
- мероприятия, направленные на улучшение подготовки персонала (полномасштабные тренажеры, системы поддержки оператора и т.п.)

Специфика использования персонала включает в себя следующее участие:

- в проведении комплексного инженерно-радиационного обследования (КИРО);

- в дезактивации систем и демонтируемого оборудования;
- в демонтаже оборудования;
- в обходах и осмотрах помещений и оборудования.

## 2. Участие персонала в выводе энергоблоков АЭС, выработавших ресурс

Вывод АЭС – задача многих стран, использующих атомную энергетику. К настоящему времени на юге и западе Балтийского региона выводятся из эксплуатации 9 энергоблоков на АЭС Германии, Швеции и Литвы.

Мероприятия по оптимизации персонала в процессе вывода:

- перевод на строящиеся и пускаемые энергоблоки с переподготовкой (при необходимости);
- переобучение остающегося персонала для выполнения работ по выводу энергоблока;
- обслуживание остающихся в эксплуатации систем (энергоснабжение, радиационный контроль, дезактивация оборудования и т.п.);
- освобождение работников по возрасту;
- привлечение и обучение безопасным методам работы персонала сторонних организаций, обеспечение наблюдения за их работой.

Специфика использования персонала включает в себя следующее участие:

- в проведении комплексного инженерно-радиационного обследования (КИРО);
- в дезактивации систем и демонтируемого оборудования;
- в демонтаже оборудования;
- в обходах и осмотрах помещений и оборудования.

Концепция вывода уран-графитовых реакторов (РБМК, АМБ) пересматривалась от варианта с отложенным демонтажем энергоблока до варианта «немедленный демонтаж с отложенной разборкой реактора».

Подготовка и вывод сопровождаются разработкой и внедрением большого количества документации (программы, методики ...), выполняемых персоналом АЭС и привлекаемых организаций.

В рамках создания информационной системы по выводу из эксплуатации ЛАЭС на данный момент уже созданы трёхмерные модели площадки станции (более 70 зданий и сооружений), а также самих энергоблоков с основным оборудованием и трубопроводами.

Такая информационная система должна быть доступна персоналу, обслуживающему выводимый из эксплуатации блок.

Особенности обслуживания остановленных энергоблоков

- соблюдение необходимой периодичности контроля состояния помещений и оборудования (остановленного и работающего);
- работа в условиях удаления ряда защитных барьеров;
- предотвращение выхода радиоактивных загрязнений за пределы АЭС;
- перемещение недовыгоревшего ядерного топлива из остановленного реактора на работающие блоки для его дожигания.

Окончательное решение проблемы обращения с графитом может потребовать существенных изменений в технологиях обслуживания энергоблоков.

## 3. Подготовка персонала для атомной энергетики

В число вопросов, включаемых в образовательные программы, рассматриваются:

- Основы законодательства в области ядерной и радиационной безопасности (ФЦП «ЯРБ-2» и др.);
- Обращение с радиоактивными отходами, образующимися при эксплуатации ОИАЭ (начальный курс для обучающихся по специализированным программам) специалистов проектных и инжиниринговых компаний, эксплуатирующих организаций атомной отрасли, деятельность которых связана с решением данной проблемы;
- Особенности принятых национальных концепций вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС;
- Результаты проведенных комплексных инженерно-радиационных обследований (КИРО). Технологические и технические решения проектов по ВЭ АЭС.



Информационная система по выводу из эксплуатации АЭС.

- Национальные нормативные требования к организации деятельности по выводу из эксплуатации АЭС.
  - Требуемый перечень и этапы разработки проектной документации по ВЭ АЭС. Основные технологические и технические решения проектов по ВЭ АЭС. Перечень нового технологического оборудования, необходимого в производстве работ.
  - Вопросы финансирования работ данного направления.
  - Специфика трудовых процессов, нормы и условия труда при ВЭ АЭС.
  - Мировой опыт вывода из эксплуатации АЭС;
  - Технологические и технические решения проектов по ВЭ
  - Классификация и объемы РАО, образующихся при выводе из эксплуатации ОИАЭ;
  - Специфика трудовых процессов, нормы и условия труда на ОИАЭ при обращении с РАО, образующимися при выводе из эксплуатации данных объектов.
- Категории обучающихся по перечисленным направлениям могут быть руководители и специалисты проектных и инжиниринговых компаний, эксплуатирующих организаций, деятельность которых связана с созданием и эксплуатацией объектов системы обращения с РАО, образующимися при выводе из эксплуатации АЭС, с решением проблемы «Стратегия вывода из эксплуатации объектов использования атомной энергии», включая «Вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС, выработавших ресурс»;

#### 4. Подготовка персонала для зарубежных АЭС

Особенности подготовки персонала для зарубежных АЭС.

- большое количество обучаемых иностранцев (до ~ 20000 работников), что потребует особой подготовки.
- в большинстве случаев обучение необходимо будет вести на английском языке;
- специалисты, знающие оборудование, как правило, слабо знают английский язык и наоборот.

Проблема вывода энергоблоков из эксплуатации стоит перед многими странами, причем вывод не всегда сопровождается введением замещающих энергоблоков. Это ведет к трудностям в энергообеспечении региона.

Международное сотрудничество в рассматриваемой деятельности могло бы быть полезным, но попытка организовать такое сотрудничество с США споткнулась на проблеме финансирования и политических обстоятельствах.

#### 5. Существующий опыт обучения персонала в Институте ядерной энергетики (Сосновый Бор)

Задача образовательной площадки - оказать работникам предприятий методическую и организационную помощь, привлечь к преподаванию нужного слушателям специалиста с большим опытом работы и необходимым объемом знаний.

Особенности Соснового Бора – наличие значительного количества высокообразованных специалистов в областях, имеющих отношение к атомной энергетике.

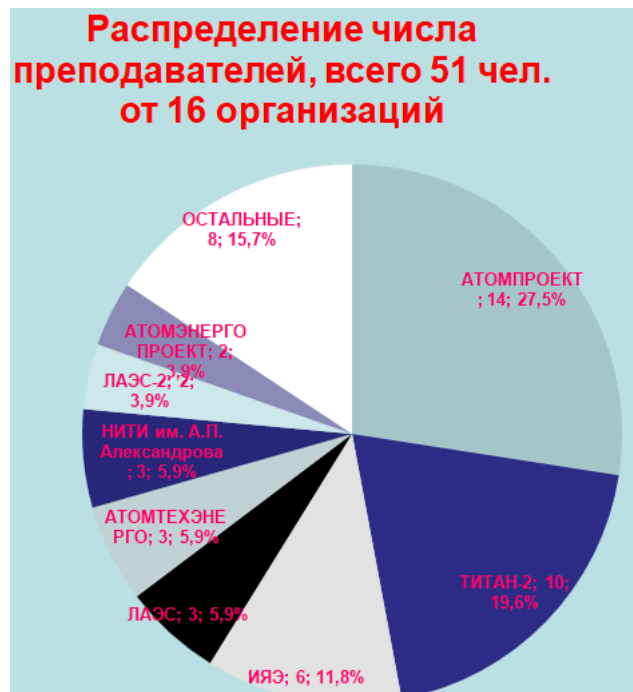
К подготовке и проведению занятий привлекаются штатные преподаватели ИЯЭ и специалисты ЛАЭС, НИТИ, Атомпроекта и др.

Задача образовательной площадки - оказать работникам предприятий методическую и организационную помощь, привлечь к преподаванию нужного слушателям специалиста с большим опытом работы и необходимым объемом знаний.

Особенность Соснового Бора – наличие значительного количества высокообразованных специалистов.

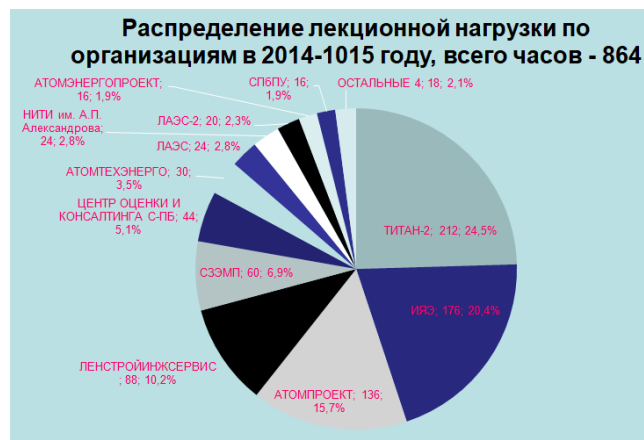
К подготовке и проведению занятий привлекаются штатные преподаватели ИЯЭ и специалисты ЛАЭС, НИТИ, Атомпроекта и др.

Участие преподавателей ИЯЭ способствует углублению их знаний выводимых и сооружаемых объектов.



Особенностью Соснового Бора является наличие в городе значительного количества специалистов, обладающих знанием законодательства, современных нормативных документов, опытом работы в конкретных областях.

К подготовке и проведению занятий привлекаются штатные преподаватели ИЯЭ и специалисты ЛАЭС, НИТИ, Атомпроекта и др.



Учебные материалы желательно пересматривать раз в год.

В настоящее время проводится переформление и актуализация учебных материалов.

Это вызвано как необходимостью отразить новое предметное содержание, новую документацию, а также новыми требованиями в законодательстве об образовании, в частности, требованиями к применению компетентностного подхода.

Требуемые профессиональные компетенции мы берем из базовых направлений подготовки: «Строительство», «Атомные станции» и «Ядерные реакторы», обозначенных в последних редакциях образовательных стандартов.

Форма и структура документов определена требованиями СПБПУ, филиалом которого мы являемся.

### **Проблемы ИЯЭ в подготовке персонала**

В связи с оптимизацией организационной структуры Росэнергоатома и Ленинградской АЭС сократилось число выпускников ИЯЭ, трудоустраиваемых на этих предприятиях.

При изменении статуса СРО снизилось количество персонала этих организаций, нуждающегося в переподготовке.

### **Вопросы для дискуссии**

1. Необходимость более активного включения Института ядерной энергетики в программы подготовки персонала для АЭС.

2. Объединение ЛАЭС-1 и ЛАЭС-2, изменение оценки условий труда на некоторых рабочих местах привело к сокращению персонала и трудностям в трудоустройстве выпускников.

3. Увеличивается объем подготовки руководителей организаций, выполняющих работы и оказывающих услуги для АЭС. Желательно более активное содействие Росэнергоатома этому процессу. В частности, путем изложения требований к разработке необходимых для Росэнергоатома курсов

4. Важным является продолжения содействия ЛАЭС и НИТИ в обеспечении ИЯЭ демонстрационным и другим учебным оборудованием.

5. Многие институты испытывают проблемы с размещением студентов на производственную практику на профильных предприятиях.

---

## **«КАДРЫ РЕШАЮТ ВСЁ!» ДОПОЛНИТЬ: «ВЫСОКОКЛАССНЫХ ПРОФЕССИОНАЛОВ...»**

**(Роль наставничества в этой  
программе)**

---

*Терёхин Ю.К.*

Этот лозунг, зародившийся ещё на заре активного строительства социализма и сегодня не менее (если не более) актуален. Для атомной энергетики качественная подготовка профессиональных кадров среднего и первичного звена – и на сегодняшний день одна из острых проблем. Да, думаю, и для всей промышленности России в целом.

Мы ещё в тисках последствий демографического провала 90-х годов прошлого столетия, когда не то что заводить детей было страшно, но и о своём будущем не хотелось думать!

Перефразировав лозунг «Кадры решают всё!» в более, на тот момент актуальный для выживания - «Бизнес решает всё!», народ кинулся в коммерцию, в юрисдикцию в «купи – продай» ...

А наша отрасль, можно сказать, повисла на волоске (надо не забывать, что ещё остро ощущалась трагедия Чернобыля и так называемые «зелёные», крушили всё «Атомное» направо и налево), но мы спасли отрасль, невзирая на зарплату шлангами, трубами, цементом. Многие из нас трудятся и сейчас...

Сказал «многие», и почувствовал, что «завираю» – нет, не многие трудятся сейчас. Их осталось единицы и им всё настойчивее и настойчивее предлагают...

Уходить, так уходить! Но не покидает чувство горечи и тревоги: «Кто встанет на моё место?»

К сожалению, зачастую – нет ответа...

Новое правительство, после провала Ельциновской эпохи, осознано сохранившуюся силу атомной отрасли и стало выделять «Росатому» значительные средства на возрождение, сделав ставку на него, как на локомотив инновационного развития. Изменение отношения к атомной промышленности сразу же сказалось и на результатах.

Немаловажная деталь: В начале XXI века специалистов по всем атомным направлениям ещё сохранилось вполне достаточно, и они не просто поднялись с колен, но и начали тянуть за собой экономику страны. Но добиться более высоких результатов и развиваться на современном технологическом уровне возможно, только обеспечив отрасль специалистами высокой квалификации и в достаточном количестве.

Однако, новая экономическая политика опять начинает делать, я бы сказал, ассиметричный уклон. Осознав, что бизнес это ещё далеко не всё, и даже не главное, а атомная отрасль очень наукоёмкое производство, так пошла следующая волна:

«Росатом» сегодня начинает вербовать себе будущих сотрудников буквально с детских садов. Но все конкурсы, которых сейчас немало количество, выявляют только выдающихся ребят (как кто-то сказал в своём выступлении – «вундеркиндов в квадрате»). И это похвально и это, конечно, надо приветствовать...

Но я думаю, что не все ребята, а почитай большинство из них – стремятся не вверх (или ввысь), а всё-таки хотят просто жить, радоваться жизни, как таковой, у



которых работа и всё, что связано с ней — не цель жизни, а один из элементов бытия. Конечно, работать на атомной станции весьма престижно и где гарантирован хороший надёжный заработок, но для этих ребят — не это главное! И я считаю, что это тоже совершенно нормально!

Более того, не надо забывать и социальную направленность этого явления. Выпускники школ, не стремящихся попасть в МИФИ (или куда-то ещё в том же духе) желают поступить в училище (колледж, как теперь называют), чтобы по окончании получить хорошую работу по специальности здесь, не уезжая из своего города, района. А живут они с родителями (или около них), т.е. в ближайшем будущем у них не будет проблем с жильём. Но самое главное — это их Родина и им не безразлична судьба земли, где они родились и выросли. А мы — родители, воспитатели, управленцы уже сейчас должны знать, что будет здесь через сколько-то лет.

А что за «наставничество» без перспектив?.. Откровенно скажу, вот это меня больше всего и беспокоит. А «умники» и «умницы» нужны лишь для Госкорпорации и потребность в них — сотни, отнюдь, не тысячи!..

И вот об этих ребятах, которые тоже входят в понятие «Мы — дети Атомграда», об их интеллектуальном, а главное — профессиональном развитии, почему-то нигде не упоминается.

Мне лично кажется, что слова «Амбиция, амбициозность» не должны звучать среди дошкольников, школьников и даже студентов. От этих слов веет рвачеством, зарождается зависть и комплекс неполноценности (дескать, «ты неудачник — бейся, грызись, топчи дальше...»).

Когда я спрашиваю у своих друзей, у коллег о новых принципах соревновательности ныне пропагандируемых, ответ один: «Это не в духе русского народа, это что-то от Америки».

На Руси — наоборот: помогать отстающим, поддерживать их и дожидаться, чтобы идти дальше одной командой, вперёд. Команду из вундеркиндов не соберёшь — они индивидуалисты по природе своей...

А на атомной станции коллектив смены — коллектив единомышленников и успехи в безаварийной работе полностью зависят от взаимоподдержки и взаимозаменяемости. Такая же обстановка и в рабочей бригаде, где молодых ребят, помимо наставника, обихаживает весь коллектив. И только в такой среде происходит плавная смена поколений, с сохранением высочайшего профессионализма.

В своё время при мощных, тем более — градообразующих, предприятиях создавались средние профессиональные училища, на базе которых гарантированно формировался подготовленный (с учётом субъективных особенностей предприятия) состав среднего управленческого персонала и профессиональных рабочих. Так было и в Удомле...

К сожалению, «развальной» революция 90-х пронеслась и над этой богатейшей традицией: Училища стали называться колледжами, отдали их, в основном,

на откуп частному бизнесу и вся сила этих, т.н. «колледжей» грохнулась в одночасье...

В этой связи, хочу высказать не только свои мысли, но и пожелания родителей многих ребят — «не вундеркиндов», преподавателей бывших профессиональных училищ, ветеранов — высококлассных специалистов всех направлений:

Восстановление процесса вхождения в производственную деятельность наших предприятий уже обученных молодых ребят, рост высокопрофессионального рабочего класса возможен лишь при возрождении настоящего наставничества ветеранов, я подчёркиваю — в полном понимании этого русского слова («наставник — как отец родной», а не эти «менторы» и «ментики!»), про которых точно сказал президент России Владимир Путин:

«Любой профессионал, абсолютно любой, я уверен, мечтает о том, чтобы дело, которому он посвятил всю жизнь, все мечтают, чтобы их профессия развивалась, чтобы их дело в будущем оказалось в надёжных руках...».

И только в этом случае возможен диалог: «Как у тебя старых добрых традиций наставничества, необходимо создать общественный Совет при администрации города (района) с участием заинтересованных организаций, перед которым необходимо поставить важнейшие задачи:

Для возрождения и соответствующего обновления старых добрых традиций наставничества, необходимо создать общественный Совет при администрации города (района) с участием заинтересованных организаций, перед которым необходимо поставить важнейшие задачи:

- сформировать комплект документов с поручениями всем руководителям, заинтересованных в создании резерва будущих профессионалов, по выработке степени их участия в совместной деятельности;
- подготовить Программу мероприятий по организации встреч руководителей предприятий с выпускниками школ с целью приглашения их на учёбу в средние профессиональные заведения (колледжи), по окончании которых им будет гарантирован приём на конкретное предприятие;
- определить количественную и качественную потребность в персонале действующих и зарождающихся производств на «сейчас» и на «перспективу»;
- разработать программу-минимум (а далее - максимум) по целевому обучению будущих профессионалов с привязкой к конкретным предприятиям, с учётом (при необходимости) конкурсных требований;
- определить принципы и методы учебного процесса на реальном производстве под руководством наставников,
- создать базу данных этих наставников по предприятиям и специальностям, с учётом степени их профессиональных способностей и физических возможностей,
- рассмотреть необходимость аттестации наставников и их оплаты на этапе обучения.

# КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ

*Распопов Д.А., Белоусов П.А.  
ИАТЭ НИЯУ МИФИ, Обнинск*

## Введение

В современном мире перед нами все острее встают вопросы о том, как избежать потерь электроэнергии, как снизить государственные расходы на электричество, как уменьшить плату за коммунальные услуги, как улучшить экологическую ситуацию и многие другие [1]. Помочь в решении этих проблем могут «интеллектуальные» сети. Еще с 70-х годов XX века в Советском Союзе, США и Европе проводились эксперименты по созданию «умных» сетей, которые сегодня носят название Smart Grid. Технология SMART (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology) – технология самодиагностики, анализа и отчета – была создана для повышения надежности работы оборудования, возможности контролировать его на расстоянии.

## Система контроля, управления и диагностики потребителей электрической энергии

Разрабатываемый проект представляет инновационную интеллектуальную систему сбора данных и управления потреблением электроэнергии, которая разрабатывается как комплексная система с дистанционным контролем состояния оборудования и системы, что позволит снизить расходы времени (и средств) на ревизию оборудования, обеспечить необходимой информацией потребителей энергии, производить расчет за потребленную энергию в соответствии с фактическими показателями количества и качества потребляемых ресурсов, проводить анализ потребления отдельного оборудования и пресечение не целевого использования электроэнергии, обеспечить безопасность работы энергетической системы, в том числе предупредить пожары из-за неисправностей электропроводки.

Система выполняет измерения значений параметров сети и функции защиты от короткого замыкания и перегрузок сети. Пользователь путем ввода команд при наличии уровня доступа может оптимизировать нагрузку, дистанционно управлять включением/выключением розеток, диагностировать неисправности, принимать и реализовывать решения по заданию временных диапазонов работы розеток, ставить ограничения на потребляемую электроэнергию [2]. За счет использования инновационных разработок в области передачи информации, система не требует от строителей дополнительных коммуникационных линий, будет проста в применении и развертывании.

## Назначение и область применения системы

Система контроля, управления и диагностики потребителей электрической энергии является объектом широкого назначения и может применяться в частных жилых строениях, сферах услуг, объектах лабораторной, учебной и промышленной инфраструктуры. Система позволяет проводить комплексную оценку функционирования электросети и конечных розеток на уровне потребителя электроэнергии, достигать сохранности кабельных силовых сетей, пользовательских устройств, формировать рекомендации по оптимизации нагрузки, хранить и анализировать данные о потребленной мощности на каждую конечную розетку [3]. Пользователь через веб-браузер по сети Интернет получает доступ к анализу информации, онлайн мониторингу потребления электроэнергии, учету потребления электроэнергии, оптимизации нагрузки, дистанционного управления включением/выключением розеток, диагностике неисправностей.

Система должна обеспечивать

- 1) доступ к системе с персонального компьютера, планшетного компьютера, смартфона через стандартный веб-браузер, подключенного к локальной сети или сети Интернет;
- 2) устойчивость к некорректным или неполным входным данным;
- 3) безопасность персональных данных пользователей;
- 4) возможность включать/выключать электропитание розеток, задавать диапазоны работы розеток, отображать графики энергопотребления

## Конструкция системы

Система контроля, управления и диагностики потребителей электрической энергии не должна требовать дополнительного обслуживания после установки (кроме подключения дополнительных сервисов и функций, расширения системы).

Ограничение нагрузки на устройства управления электропитанием не менее 2кВт, на головное устройство не менее 16 кВт. Все внешние элементы технических средств системы, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения.

Система должна сохранять работоспособность и обеспечивать восстановление своих функций при возникновении аварийных ситуаций: сбой в программном обеспечении, отключение сети передачи данных, отключение электроэнергии [4]. Система должна обеспечивать защитное отключение при перегрузках и коротких замыканиях в цепях нагрузки.

Система контроля, управления и диагностики потребителей электрической энергии, включающая в себя одно головное устройство с преобразователем интерфейса и устройства управления электропитанием, подключенные к конечным розеткам, внешний сервер сбора информации, на который поступает информация по каналу связи с возможностью подключения к нему пользователей.

Головное устройство преобразует и ретранслирует сигнал с помощью преобразователя интерфейса по каналу связи на внешний сервер, который собирает, накапливает, хранит информацию и оснащен специальным программным обеспечением для учета количества потребляемой электроэнергии, качества поставляемой

электроэнергии, хранения профилей энергопотребления розеток и устройств, управления включением/выключением розеток, с которого пользователь через веб-браузер по сети Интернет получает доступ к анализу поступающей в хранилище данных сервера информации, онлайн мониторингу потребления электроэнергии, диагностике неисправностей, оптимизации нагрузки, дистанционного управления включением/выключением розеток [5].

За последние два года на западном рынке начинают появляться похожие решения. Например, Domus Affordable Smart Home Automation Solution, Neuro: Home Intelligence, Ecoisme - Intelligent Energy Monitoring System. Все они имеют схожие характеристики и находятся на этапе «развертывания». Крупные компании (Сименс, Лэгранд и Шнейдер электрик) предлагают только «традиционные решения» - проводная технология, встраиваемый пульт управления, акцент на освещении и отоплении

### Выводы

Система контроля, управления и диагностики потребителей электрической энергии является объектом широкого назначения и может применяться в частных жилых строениях, сферах услуг, объектах лабораторной, учебной и промышленной инфраструктуры. Система позволяет проводить комплексную оценку функционирования электросети и конечных розеток на уровне потребителя электроэнергии, достигать сохранности кабельных силовых сетей, пользовательских устройств, формировать рекомендации по оптимизации нагрузки, хранить и анализировать данные о потребленной мощности на каждую конечную розетку. Пользователь через веб-браузер по сети Интернет получает доступ к анализу информации, онлайн мониторингу потребления электроэнергии, учету потребления электроэнергии, оптимизации нагрузки, дистанционного управления включением/выключением розеток, диагностике неисправностей.

### Список литературы

1. Егоров В., Кужиков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе. — «Энерго-Рынок», 2010, № 6.
2. Осорин М. Smart Grid: мнение экспертов. — «Энерго-Рынок», 2010, №
3. Приветственное слово Министра энергетики РФ. Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г.
4. Николаев Б. Будущее сетей за интеллектом. Инновационные системы приходят на электрические магистрали. — Независимая Газета, 23.03.2010. 14. The Smart Grid Reliability Bulletin. — ABB White Paper, North American Corporate Headquarters, 2009, 14 p.
5. Осика Л. Smart Grid: мнение экспертов. — «Энерго-Рынок», 2010, № 6.

## АМПУЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОБЛУЧЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ И ТВЭЛ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

*Выбываец В.И., Солнцева Е.С., Колесников Е.Г., Сериков В.С., Андросов А.В.*

*НИИ НПО «ЛУЧ», г. Подольск, Московская обл.*

### Введение

Одной из основных задач атомной энергетики сегодня является развитие технологии реакторов на быстрых нейтронах (БР), отвечающих принципам естественной безопасности и позволяющих эффективно использовать ядерное топливо и переработать накопленные «хвосты» ядерной энергетики. Разработка материалов и технологий замкнутого топливного цикла для реакторов на быстрых нейтронах (БН-1200, БРЕСТ-ОД-300) и специальных установок малой мощности (СВБР-100) включена в качестве одного из приоритетных направлений принятой в России Федеральной Целевой Программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010–2015 гг. и на перспективу до 2020 г.» [1–3].

Разработка безопасных и надежных реакторных установок обуславливает необходимость решения ряда сложнейших научно-технических задач и надежных экспериментальных данных о радиационной стойкости твэлов, их поведении в штатных, переходных и аварийных режимах.

Значимым факторами обеспечивающими безопасную эксплуатацию и ресурс твэла любого типа является сохранение размерной стабильности и герметичности, которые определяются распуханием топлива и, соответственно, деформационным поведением оболочки. Распухание топлива под облучением протекает по двум механизмам: газовое распухание, которое определяется кинетикой выхода газообразных продуктов деления (ГПД) и ростом газовых пор и пузырей, и твердое распухание, которое определяется возникновением точечных дефектов и диффузией продуктов деления в матрицу топливного материала. Скорость выхода ГПД из топлива определяет давление газов, действующих на оболочку твэла, что может приводить к ее деформации или разгерметизации. Как показали многочисленные эксперименты по облучению топлива, процессы распухания и газовыделения взаимосвязаны и сильно зависят от температуры облучения, мощности энерговыделения, степени выгорания топлива [4, 5]. При делении ядер урана независимое осколочное образование изотопов Хе и Кг составляет 23 % из всех возможных химических элементов, с учётом, что изотопы этих инертных радиоактивных газов также образуются в цепочках радиоактивных  $\beta$ - распадов из ядер-предшественников - кумулятивное образование ГПД составляет еще больший процент.

Поэтому в обоснование работоспособности твэла с перспективными топливными материалами (такими, например, как UPuN, UZrCN, UN) на заданный ресурс и выгорание необходимо проведение их вне реакторных и реакторных испытаний с исследованием основных ресурсопределяющих процессов, протекающих в твэле: выхода ГПД, радиационного распухания топлива,

совместимости материалов топлива — оболочки, эволюции микроструктуры топливных и конструкционных материалов, определяющих их физико-механические свойства и интенсивность протекания этих процессов.

Ввиду высокой стоимости и технической сложности полномасштабных реакторных экспериментов наиболее привлекательной и эффективной является методика проведения ампульных реакторных испытаний, которая позволяет проводить исследования особенностей поведения топлива и твэлов (радиационное распухание и ползучесть, выход ГПД, совместимость материалов, напряженно — деформированное состояние оболочки и т.д.), а также качественного и количественного описывать физические процессы, происходящих с материалами твэлов под влиянием температуры, нейтронного и гамма облучения.

### Методика ампульных экспериментов

Ввиду высокой стоимости и технической сложности полномасштабных реакторных экспериментов возникает острая потребность в проведении ампульных испытаний для исследования особенностей поведения топлива и твэлов. Ампульный реакторный эксперимент с хорошо контролируруемыми условиями является наиболее эффективным и экономически целесообразным способом получения данных по радиационному поведению перспективных топливных и конструкционных материалов.

Анализ существующих разработок и методических подходов показал, что экспериментальное изучение радиационного поведения топливных композиций и твэлов основывается, в основном, на послереакторных методах исследований, которые не дают полной информации о радиационном поведении [6 - 10]. В рамках настоящей работы разработаны методика и унифицированные экспериментальные (ЭУ) устройства для исследований топливных и конструкционных материалов и твэлов, обеспечивающие точность и стабильность параметров облучения, и позволяющие проводить многопараметрический управляемый реакторный эксперимент. Так разработанные ЭУ позволяют проводить сравнительные внутриреакторные исследования и обеспечивают [11]:

- непрерывную регистрацию параметров, характеризующих работоспособность твэлов (температура, энерговыделение, поток нейтронов, выход ГПД и др.),

- сравнительные исследования скорости выхода ГПД (R/V) из топливных материалов, которая связана с формоизменением топлива в процессе облучения. Количество выделившихся в процессе облучения ГПД (Kr, Xe, I) анализируется методом гамма - спектрометрии в режиме on - line;
- получение данных по поведению продуктов деления, распуханию и структурным изменениям топлива в процессе облучения, необходимых для оптимизации технологии, выбора материала, верификации расчетных кодов и обоснования работоспособности твэл;
- исследование сложного напряженно-деформированного состояния оболочки твэлов.

Решены проблемы ограничения габаритов канала, размещения нужного количества измерительных датчиков, подготовки и комплексного обоснования работоспособности и безопасности ЭУ, а также расчетного сопровождения эксперимента. Разрабатываемые ЭУ снабжены температурными и нейтронными датчиками, манометрами на входе и выходе газовых трактов, для контроля давления газа-носителя в полостях, и позволяют проводить реакторные эксперименты в условиях, максимально приближенных к штатным режимам работы твэлов (флюенс нейтронов, время, облучения, температуры).

Разработанные ЭУ (рис. 1) унифицированы и подходят для испытаний топлива любого типа, состава и назначения — при одной и той же принципиальной схеме ЭУ варьируется конструкция рабочих участков с исследуемыми образцами и параметры испытаний. ЭУ позволяют также проводить одновременные испытания твэлов с различными конструкторско-технологическими особенностями, в идентичных условиях для выбора оптимального варианта.

Простота конструкций ЭУ позволяет использовать их без специфических требований к стендовому оборудованию, таких, например, как магистрали высокого давления. Другой не менее важной особенностью ЭУ является разработка технологии изготовления, транспортировки и сборки ЭУ, обеспечивающих целостность и герметичность образцов (ампул и твэлов) вплоть до загрузки в реактор. Это также соответствует основным принципам встроенной безопасности.

На этапе подготовки реакторных ампульных экспериментов проведены расчётное обоснование (теплофизический, нейтронно-физический, прочностной, радиационные расчеты), испытания теплофизмакета

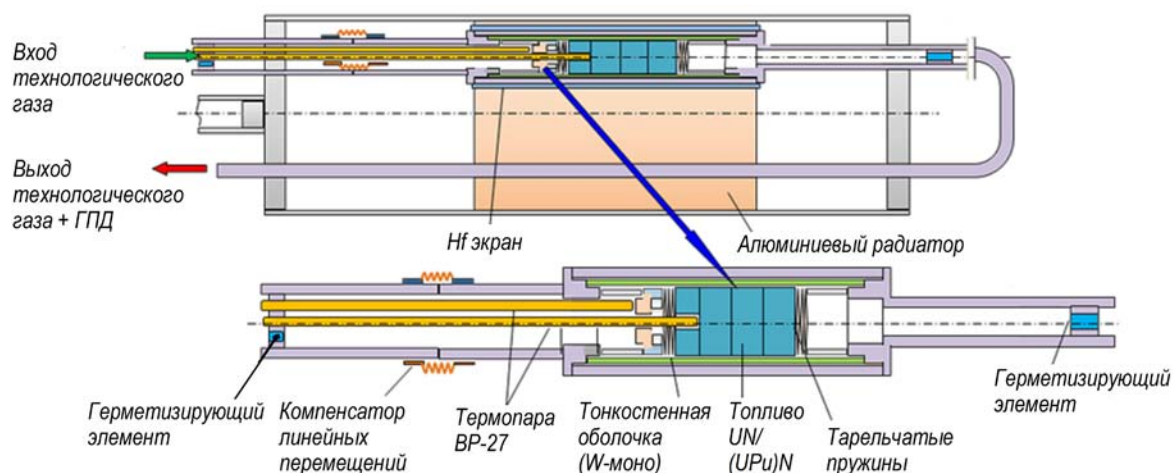


Рис. 1. Конструктивная схема ЭУ

(определены тепло и нейтроно-физические параметры в ячейке ИЯР), а также экспериментальная вне реакторная обработка материалов и элементов конструкций (главы 3 и 4): исследования механических и теплофизических свойств конструкционных материалов твэлов, теплофизических и термодинамических свойств топливных материалов с учетом технологических особенностей. Кроме того во вне реакторных условиях моделируются ресурсопределяющие процессы твэлов: изменение структуры топлива и свойств и совместимость материалов топливо-оболочка под действием температуры и термоциклирования.

### Результаты исследований

На сегодняшний день с использованием разработанных ЭУ проведены реакторные испытания перспективных топливных материалов (UN, UZrCN, модифицированный  $UO_2$ ) в исследовательском ядерном реакторе ИВВ - 2М АО «ИРМ»

В 2012–2013 гг. проведено облучение UN топлива с определением кинетики выхода ГПД и контролем геометрических размеров при температурах до 2200 °С. Конструкция ЭУ обеспечивает параметры, близкие к штатным условиям эксплуатации твэл (обеспечивается быстрый спектр нейтронов и требуемый уровень энерговыделения). В данном эксперименте исследовалось влияние максимальной температуры топлива на выход ГПД и свободное распухание. Температурные режимы испытаний топлива (1200, 1400 и 1600 °С), определенные исходя из требований к режимам эксплуатации штатных твэлов, обеспечивались величинами терморегулирующих газонаполненных зазоров [12-15]. По результатам испытаний обоснована возможность использования основных конструктивных и технологических решений данного ЭУ для испытаний UPuN.

В 2016–2017 гг. проведено облучение перспективных топливных материалов (модифицированного  $UO_2$  и UZrCN) и твэлов с оболочками (W - Ta, Mo - Nb) термоэмиссионного реактора преобразователя. ЭУ позволяет одновременно испытывать топливные композиции разных типов в вентилируемых ампулах и модельные твэлы, в хорошо контролируемых условиях [16-18].

Сегодня разработано ЭУ с оптимизированной конструкцией ампул для исследования кинетики выхода ГПД и свободного распухания смешанного UPuN. В ЭУ произведено выравнивание градиентов энерговыделения и температуры по радиусу и высоте образцов за счёт уменьшения диаметра таблеток и введения системы тепловых экранов, профилированных по длине образца. ЭУ позволяет исследовать кинетические параметры (скорость выхода ГПД и свободное распухание) индивидуально в каждой ампуле. Ампулы снабжены технологическими затворами из легкоплавкого припоя, что обеспечивает отсутствие контакта образцов из бескислородного топлива с окислительной средой на этапе транспортировки и сборки ЭУ [19].

Исследование выхода ГПД из образцов производится с регулярностью 1-3 сут. на мощности реактора. После отбора проб ГПД производится измерение их активности на гамма-спектрометрической установке с определением относительной скорости выхода основных газообразных продуктов деления: Kг-85m, Kг-87, Kг-88, Хе-135, Хе-137, Хе-138. Относительная скорость выхода определяется в виде  $(R/V)_i$ , где R-это скорость выхода i-го нуклида из топливной матрицы (атом/с), а V - это скорость образования данного нуклида (атом/с).

Периоды полураспада данных изотопов от 3,82 мин до 9,1 часа. На рисунке 2 представлены графики зависимости относительной скорости выхода Kг-88 от температуры UN и  $UO_2$ , полученные по результатам проведенных экспериментов [6, 7].

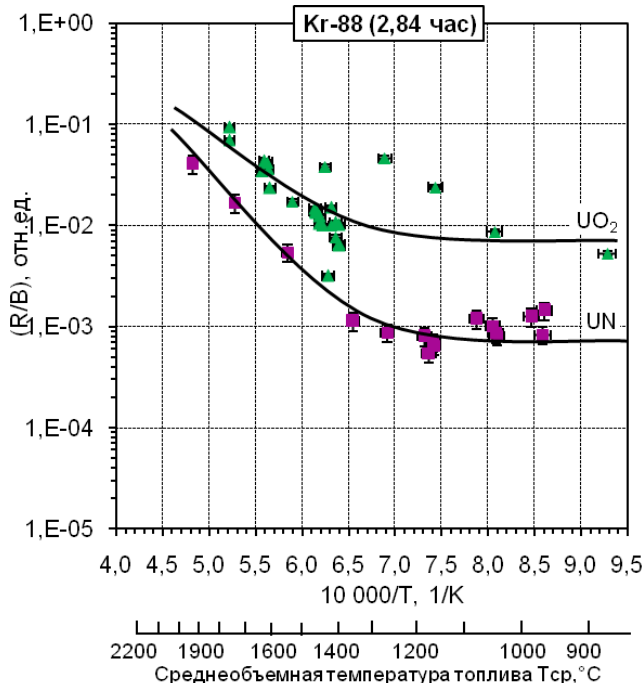


Рис. 2. Зависимость выхода Kг-88 от температуры UN и модифицированного  $UO_2$

На графике видны характерные области для низко- и высокотемпературного выхода газов, описываемые уравнением Аррениуса. В области низких температур преобладают процессы «прямой отдачи» и «нокаут». При «прямой отдаче» атомы ГПД, образовавшиеся при делении урана в приповерхностном слое с границами зерен или около поверхности самого образца имеют достаточную кинетическую энергию, чтобы выйти на поверхность. При «нокауте» осколки деления, проходя в приповерхностном слое передают при столкновениях значительную кинетическую энергию атомам ранее образовавшихся ГПД, после чего последние выходят на поверхность. После перегиба на кривой Аррениуса (в области высоких температур) активируется термическая диффузия в самих зернах, в результате чего  $R/V$  резко возрастает.

Более низкая скорость выхода инертных радиоактивных газов связана с высокой теплопроводностью UN и высокой долей закрытой внутризеренной пористости, которая задерживает ГПД при низких выгораниях топлива [4, 15, 17]. Высокий уровень выхода ГПД из модифицированного  $UO_2$  связан с перестройкой и образованием стабильной к термоциклированию столбчатой структуры с открытой пористостью [5, 16].

### Заключение

В настоящей работе представлены концептуальные решения и конструктивные особенности ампульных ЭУ разработки ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ» и АО «ИРМ», позволяющих получать объективные экспериментальные данные о физических процессах твэл под воздействием реакторного облучения - исследовать сложное напряженно-деформированное состояние оболочки,

кинетику выхода ГПД, скорость радиационного распухания и радиационного роста топлива в режиме он-лайн, совместимость материалов топливо – оболочка, деформационное поведение оболочки.

Экспериментально подтверждена работоспособность методики и ЭУ, в процессе испытаний которых впервые получены экспериментальные данные по кинетики выхода ГПД и распуханию UN, UZrCN и модифицированного UO<sub>2</sub> в зависимости от температуры, мощности энерговыделения и выгорания топлива.

Простота конструкции ЭУ позволяет использовать их без специфических требований к испытательному стенду, таких, например, как магистрали высокого давления. Данные ЭУ универсальны и подходят для испытаний любого типа топлива, так как обеспечена надежность и транспортируемость ампул (модельных твэлов) в герметичном виде от производителя до испытательной базы, включая монтаж и загрузку в активную зону [12]. Анализ состояния разработок экспериментальных реакторных устройств в России и зарубежном показал, что подобных облучательных не существует. На оригинальные технические решения, заложенные в конструкции, и способы испытаний получены патенты на изобретение.

### Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 во исполнение поручения Президента РФ от 06.06.2013 г. N Пр-1471 о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года, и в соответствии с Федеральным законом от 28.06.2014 г. № 172 - ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации».

2. Е.О. Адамов, В.В. Орлов, В.И. Рачков и др. Ядерная энергетика с естественной безопасностью: смена устаревшей парадигмы, критерии. Известия Российской Академии Наук. Энергетика № 1 (2015) 13–39.

3. Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года», утвержденная постановлением Правительством РФ 03 февраля 2010 г. № 50 с изменениями и дополнениями.

4. Р.Б. Котельников, С.Н. Башлыков, А.И. Каштанов и др. Высокотемпературное ядерное топливо / М.: Атомиздат. 1978. 432 с.

5. Б.В. Самсонов, В.Ш. Сулаберидзе Газовыделение из окисного ядерного топлива. Димитровград. НИИАР, 1976. - 38 с.

6. В.А. Цыканов, Б.В. Самсонов Техника облучения материалов в реакторах с высоким нейтронным потоком. - М.: Атомиздат, 1973.

7. А. Хофман Радиационно - термические эффекты изменения физико - механических свойств реакторных материалов при облучении нейтронами и заряженными частицами высоких энергий. Отчет № ISSN-1232-5317, Institute of Atomic Energy, Otwock – Swierk, Польша, 1999.

8. К.В. Набойченко Техника реакторного эксперимента. (Учебное пособие), изд. МИФИ.ч.1 Стандартизация и тепловой расчет облучательных устройств. 1989.

9. Б.В.Самсонов, В.А. Цыканов Реакторные методы материаловедения. М.: Энергоатомиздат, 1991/- 248 с.

10. В.В. Синяевский Методы и средства экспериментальных исследований и реакторных испытаний термоэмиссионных электрогенерирующих сборок. М.: Энергоатомиздат, 2000.

11. Е.С. Солнцева, В.И. Выбыванец, В.С. Сериков и др. Обоснование методологии ампульных испытаний // 13 Международная школа-конференция «Новые материалы – Жизненный цикл материалов в процессе эксплуатации ЯЭУ», МИФИ, Москва, 2016.

12. Е.С. Солнцева, А.В. Андросов и др. Экспериментальное устройство для реакторных испытаний элементов конструкции высокотемпературных твэл. ВАНТ: Материаловедение и новые материалы. вып. 2. т. 81. 2015. - с. 85-92.

13. V.I. Vybyvanets, E.S. Solntseva, E.G. Kolesnikov et al. “The experimental reactor facility for test application of high temperature fuel rod structural elements” // Proc. Of Materials Modeling and Simulation for Nuclear Fuels Workshop, Chicago, IL, 2013.

14. Е.С. Солнцева, В.И. Выбыванец, А.В. Андросов и др. Экспериментальное устройство для реакторных испытаний материалов твэл. Конференция «Материалы ядерной техники», АО ВНИИНМ, Звенигород, 2014.

15. В.И. Выбыванец, Е.С. Солнцева, К.Н. Кошечев и др. Реакторные испытания плотного нитридного топлива // Научно-технический семинар молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов по ядерным технологиям, Екатеринбург, 2015.

16. Е.С.Солнцева, В.С. Сериков, И.Л. Бельтюков и др. Подготовка и проведение реакторных ампульных экспериментов // Научно-техническая конференция «Институту реакторных материалов 50 лет», Заречный, 2016.

17. В.И. Выбыванец, Е.С. Солнцева, К.Н. Кошечев и др. Экспериментальное определение относительной скорости выхода газообразных продуктов деления из карбонитридного топлива // Инновации в атомной энергетике, НИКИЭТ, Москва, 2017.

18. К.Н. Koshcheev, V.I. Vybyvanets, E.S. Solntseva et. al. Experimental Substantiation of Operating Capability of Generation IV Reactor Core Components The Energy Systems Conference: 21st Century Challenges, London , 2016.

19. E.S. Solntseva, V.I. Vybyvanets et. al Ampoule test methodology for study of fuel elements behavior International Youth Nuclear Congress Conference (IYNC2018) ,Bariloche, Argentina.

20. Е.С. Солнцева, В.С. Сериков, Е.Г. Колесников, П.А. Степанчиков Патент на изобретение «Ампульное устройство для проведения реакторных испытаний топливных образцов и модельных твэлов» № 2526328 RU от 27.06.14 заявка № 2013110271.

---

## МЕТОД ПОИСКА МАРШРУТОВ С МИНИМАЛЬНОЙ ДОЗОЙ ОБЛУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА НА РАДИОАКТИВНО ЗАГРЯЗНЁННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

---

*Чижов К.А., Крючков В.П.*

*ФГБУ ГНЦ ФМБЦ им. А.И. Бурназяна ФМБА России, г. Москва*

### Введение

Для ситуаций существующего облучения, в которые входит реабилитация объектов ядерного наследия [1], Публикация МКРЗ №103 [2] рекомендует, чтобы референтные уровни, установленные по индивидуальной дозе облучения, использовались в сочетании с внедрением процесса оптимизации. Целью в этом случае является внедрение оптимизированных стратегий защиты или разработка последовательности таких стратегий, которые снизят индивидуальные дозы облучения ниже референтного уровня. При разработке стратегии защиты действия персонала рассматривается как набор элементарных событий в различных точках, условиях, с учётом продолжительности и типа облучения, полученной дозы и т.д., в соответствии с порядком применения принципа оптимизации [2,3].

В случае возникновения в результате аварийной ситуации долгосрочного загрязнения, т.е. при ликвидации последствий крупной аварии в отдалённый период времени (на промежуточной (средней) и поздней фазах

развития радиационной аварии [4], защитные мероприятия организуются, как для ситуаций существующего облучения.

Опыт показывает, что внешнее облучение часто вносит существенный вклад в дозы работников, участвующих в реабилитационных (восстановительных) работах на загрязненных территориях [5-8]. В данной статье основное внимание уделяется дозам внешнего облучения: полученным на месте работы и связанным с перемещением персонала к месту работы или от него (существует исключение, когда сотрудник предприятия является водителем транспортного средства, перевозящего источник излучения). В первом случае положение работника в поле излучения почти не изменяется, а во втором случае оно может значительно изменяться в течение пройденного пути.

При плановом профессиональном облучении, на этапе разработки проекта предприятия (проектный инжиниринг) проводится оптимизация защиты персонала для штатного режима работы, в соответствии с регламентом [9]. Поэтому действия, выполняемые на рабочем месте, дают основной вклад в дозу внешнего облучения работника, в то время как перемещение рабочего не оказывает существенного влияния на дозу, полученную работником, поскольку такое воздействие исключается в планируемом проекте.

Но в ситуации существующего облучения, это не так. Дозы облучения, которые могут быть получены рабочими при перемещении к месту работы, могут быть значительными из-за загрязнения помещений и территорий радиоактивными веществами. Например, на промежуточной фазе радиационной аварии на Чернобыльской АЭС средний вклад в дозу, полученную при перемещении ликвидатора из города Припяти до места аварии на Чернобыльской АЭС и обратно, составлял около 80% от общей суточной дозы [8]. Другой пример: при работе на крышах зданий второй очереди Чернобыльской АЭС в августе 1986 года ограничение суточной дозы было увеличено до 200 мЗв в основном из-за того, что ликвидаторы аварии не могли попасть на работу из-за ранее принятых ограничений суточных доз облучения (10 мЗв) [8].

Приведенные выше примеры показывают важность облучения персонала при передвижении в радиоактивно загрязненных районах к местам выполнения рабочих задач в ситуации существующего облучения. Как правило, существует несколько альтернативных маршрутов, по которым рабочие могут перемещаться в радиационных полях. Очевидно, что при перемещении по различным маршрутам будут получены разные дозы облучения. Таким образом, выбор маршрута передвижения является одной из наиболее важных процедур, направленных на реализацию принципа оптимизации [10,11].

Более тщательный анализ маршрутов передвижения персонала позволяет установить как минимум три самостоятельные «транспортные» задачи [12]:

- задача поиска маршрута с наименьшей возможной дозой: перемещение из точки А в точку В по территории и/или помещению объекта, получив при этом минимально возможную дозу внешнего облучения;
- задача поиска оптимального обхода контрольных точек: обход выбранных точек на территории и/или в помещениях объекта с получением минимально возможной дозы облучения;

- задача оптимального покрытия дорожной сети: на известной транспортной сети выбрать такой маршрут, чтобы пройти по каждой дороге хотя бы один раз и получить при этом минимально возможную дозу облучения.

Первая из трех задач не требует каких-либо дополнительных комментариев. Вторая задача отличается от первой тем, что необходимо не только найти оптимальные маршруты для перемещения между точками, но и установить оптимальный порядок их обхода. Что касается третьей задачи, её практическое значение основывается на потребности дезактивации дорожной сети, когда требуется избежать многократной очистки одних и тех же дорог. Возможны два решения каждой из «транспортных» задач: одно в пределах существующей дорожной сети, другая – с построением дополнительной дорожной сети.

В статье каждая «транспортная» задача о передвижении между пунктами на загрязнённой территории рассмотрена как четырёхслойный объект, рис. 1.

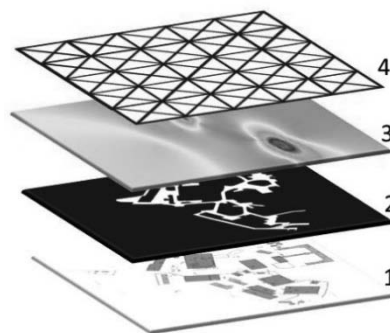


Рис. 1. Представление «транспортной» задачи в виде четырёх-слойного объекта

На нижнем (первом) слое представлена топографическая основа территории объекта. Второй слой, называемый «маской», является чёрно-белой схемой объекта, на которой чёрным цветом отмечены запрещённые для посещения области территории объекта, а белым – разрешённые.

Грид, представляющий собой таблицу МАЭД с координатной привязкой к схеме территории объекта, изображён на третьем слое. Грид радиационной обстановки строится методами интерполяции по данным радиометрического обследования [13,14]. Однако использование только грида РО не позволяет решить задачу минимизации доз персонала при движении по загрязнённой территории, поскольку, в этом случае возможно рассматривать только случайно сгенерированные траектории [14].

Применение графа радиационной обстановки вместо грида радиационной обстановки преодолевает это ограничение. Верхний (четвёртый) слой – это граф в виде регулярной решётки, вершины которого совпадают с узлами грида. Каждая вершина графа соединена восемью ребрами с ближайшими вершинами, каждому ребру присвоен вес, численно равный дозе облучения работника при перемещении вдоль этого ребра.

Значения веса зависят от МАЭД в узле грида и времени, необходимого для прохождения ребра. Время прохождения ребра рассчитывается из известного расстояния между узлами грида и скорости перемещения объекта. Для диагонального ребра время прохождения по нему в  $\sqrt{2}$  раз больше, чем для прохождения по го-

горизонтальному или вертикальному. Для повышения скорости вычислений число  $\sqrt{2}$  было округлено до 1,41. Поскольку движение по модели графа РО возможно только по рёбрам, при наложении маршрута передвижения на граф РО происходит дискретизация маршрута передвижения. Погрешность дискретизации сетки РО может быть уменьшена за счет увеличения детализации грида РО [12]. Слой «маска» таким же образом соотносится с графом РО и тем рёбрам, которые попали в запрещённую для посещения область, присваивается бесконечный вес. Таким способом отмечаются на графе препятствия: здания, заборы или водные преграды.

### Задача поиска маршрута с наименьшей возможной дозой внешнего облучения

Задача поиска маршрута с наименьшей возможной дозой внешнего облучения заключается в том, чтобы найти на взвешенном графе радиационной обстановки последовательность прохождения рёбер графа с минимальным общим весом. Эта задача применима при планировании маршрутов движения персонала при проведении реабилитационных работ, а также для оценки целесообразности эвакуации населения и сравнения путей эвакуации.

Для поиска пути с минимальной дозой использован алгоритм Дейкстры [15]. На вход алгоритма подаётся взвешенный неориентированный граф с рёбрами неотрицательного веса. На выходе алгоритм даёт набор кратчайших путей от выбранной вершины до всех остальных.

Результат работы алгоритма с учётом движения только по дорогам показан на рис. 2 для промышленной площадки в губе Андреева. Шаг сетки грида по вертикали и горизонтали – 2 метра, скорость движения – 1 м/с, время в пути – 22 минуты, на маршруте индивидуальный эквивалент дозы  $H_p(10) = 1,52$  мкЗв/ч, оценка неопределённости рассчитывалась по методологии RADRUE [5] и выражалась как среднее геометрическое отклонение (СГО) = 1,96. В данном примере грид МАЭД построен по модельным значениям, близким к реальным данным измерений.

### Задача поиска маршрута оптимальной последовательности посещения контрольных точек

На промышленной площадке и в производственных помещениях существует определённый набор точек, в которых необходимо последовательное пребывание персонала, т.е. их последовательный обход. Это могут быть контрольные точки для проведения измерений, места расположения пробоотборников, места производственных операций, либо места расположения оборудования. Задача состоит в том, чтобы найти маршрут посещения этих точек, при котором человек получит минимально возможную дозу.

Алгоритм решения показан на примере четырех контрольных точек графа радиационной обстановки (рис. 3). Маршрут обхода начинается и заканчивается в контрольной точке 1. В графе радиационной обстановки выбираются контрольные точки 1, 2, 3 и 4 (рис. 3А). Полный граф состоит из вершин в выбранных точках 1, 2, 3 и 4, а веса ребер равны весу кратчайшего пути между этими точками. Полный граф для случая четырех контрольных точек показан на рис. 3В.

Веса кратчайших путей находятся с помощью алгоритма Дейкстры [15]. Затем подготавливается вспомогательный древовидный граф (этот граф для четырех точек 1, 2, 3 и 4 показан на рис. 3С). После того, как граф построен, к нему также применяется алгоритм Дейкстры, чтобы найти кратчайший путь от вершины 1 до вершины 1. Такой замкнутый маршрут будет определять порядок прохождения точек, что соответствует минимальной полученной дозе. Этот подход также применим, когда начальная точка обхода не соответствует конечной. В рамках статьи решены задачи обхода максимум для 11-ти точек. На персональном компьютере с тактовой частотой процессора 2,6 ГГц и оперативной памятью 8 Гб задача для 11-ти точек решалась несколько часов. При большом числе обходных точек, с целью уменьшения время вычислений, в литературе [16] предложено использовать метод ветвей и границ.

На рис. 4 показан пример работы системы при поиске оптимальной последовательности обхода данного

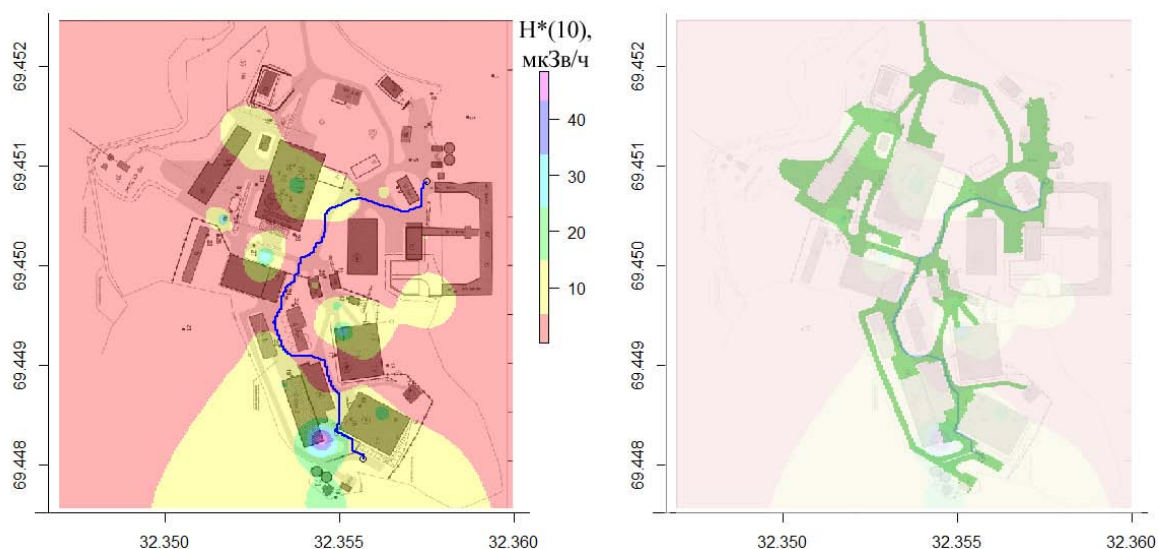
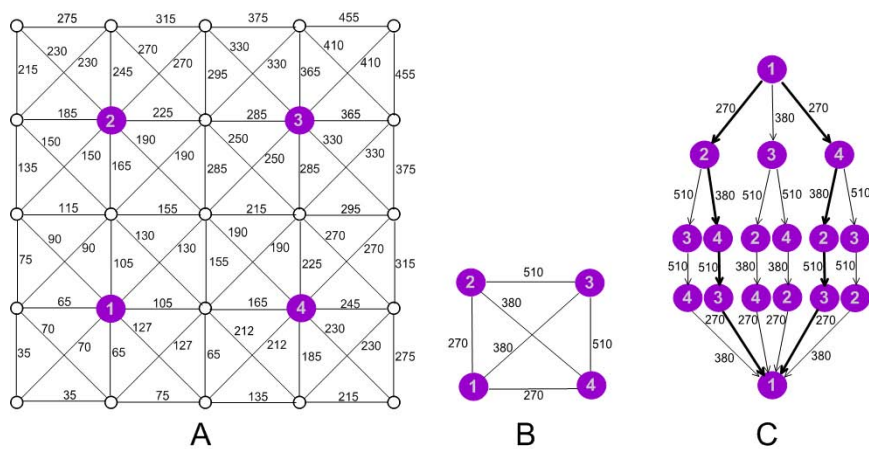


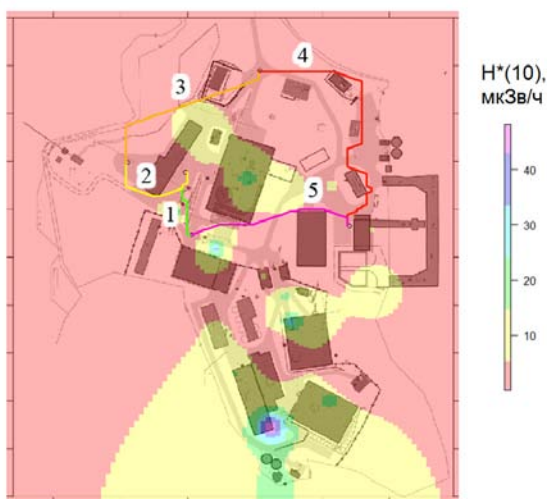
Рис. 2. (а) – Синий линией обозначен маршрут с минимальной дозой внешнего облучения на промышленной площадке от- деления губа Андреева СЗЦ «СевРАО», по осям заданы условные координаты, грид МАЭД – в мкЗв/ч. (б) – Используемая в расчёте маршрута маска дорог, зелёным цветом обозначена зона, в которой возможно передвижение.



**Рис. 3.** Пример поиска маршрута оптимальной последовательности посещения четырёх контрольных точек, обозначенных на рисунке цифрой в фиолетовом кругу. А – граф радиационной обстановки, В – полный граф для случая четырех контрольных точек, С – вспомогательный древовидный граф. Рядом с рёбрами графа указан их вес в нЗв.



набора из пяти контрольных точек на промышленной площадке в губе Андреева, по условию задачи перемещение было разрешено работнику по всем территории, а не только по дорогам, исключая переходы через здания. Шаг сетки грида по вертикали и горизонтали – 5 метров, скорость движения – 1 м/с, на маршруте  $H_p(10) = 0,96$  мкЗв/ч, СГО = 1,96. В данном примере грид МАЭД построен по модельным значениям МАЭД, приближенным к реальным.



**Рис. 4.** Результат решения задачи об оптимальном маршруте посещения заданного набора из пяти контрольных точек для промышленной площадки отделения губа Андреева СЗЦ «СевРАО»

### Задача оптимального покрытия дорожной сети

Задача оптимального покрытия дорожной сети: на известной транспортной сети выбрать такой маршрут, чтобы пройти по каждой дороге хотя бы один раз и получить при этом минимальную дозу. Решение этой задачи может привести к снижению облучения персонала при дезактивации дорожного покрытия и доз, полученных водителями, работающими на радиоактивно загрязненных участках.

Согласно теории графов, решение этой проблемы состоит в нахождении цикла Эйлера [17], то есть такого способа обхода графа дорожной сети, при котором обход осуществляется по всем рёбрам графа строго по одному разу. Общий вес любого цикла Эйлера равен сум-

марному весу всех рёбер графа. Для графа радиационной обстановки общий вес рёбер равен дозе, полученной при перемещении вдоль всех дорог транспортной сети предприятия. Необходимое и достаточное условие для существования такого цикла для связанного неориентированного графа является отсутствие вершин нечетной степени [17]. Для транспортной сети это означает отсутствие Т-образных пересечений и тупиков. Если это условие выполнено, то существует цикл Эйлера обхода такой транспортной сети, т.е. существует маршрут её оптимального покрытия.

Если транспортная сеть объекта, содержит Т-образные перекрестки и/или тупики, то нет способа обойти каждое ребро транспортной сети строго по одному разу (нет цикла Эйлера). В этом случае необходимо завершить построение графа так, чтобы соединить все нечетные вершины, но с условием, чтобы сумма весов всех возможных комбинаций пар вершин осталась минимальной. Поэтому в граф необходимо добавить дополнительные рёбра, указывающие на неизбежные неоднократные проходы по существующим дорогам между двумя соседними узлами (перекрёстками) транспортной сети [12].

### Экспериментальная оценка индивидуальной эквивалентной дозы дозиметристов при проведении радиационного контроля

Дозиметристы отделения губа Андреева СЗЦ «СевРАО» проводят радиометрический контроль помещений и промышленной площадки по утверждённой схеме и последовательности обхода точек. С использованием ИАС РБП был найден оптимальный маршрут обхода точек в сооружении-укрытии №201, при котором персонал получит наименьшую дозу, рис. 5. На маршруте, пройденном дозиметристом,  $H_p(10) = 4,5 \pm 0,7$  мкЗв по показанию индивидуального дозиметра, а исходя из расчёта в программе на основе грида радиационной обстановки  $H_p(10) = 2,59$  мкЗв, оценка неопределённости рассчитывалась по методологии RADRUE [5] и выражалась как ГСО = 1,7.  $H_p(10)$  на оптимальном маршруте, предложенном программой, составил  $2,8 \pm 0,4$  мкЗв по показанию индивидуального дозиметра, и  $H_p(10) = 2,2$  мкЗв (ГСО = 1,7) при оценке дозы по гриду, рис. 5. Таким образом, прохождение по оптимальному маршруту, предложенному программой, позволяет снизить дозу облучения на маршруте в 1,3 раза.

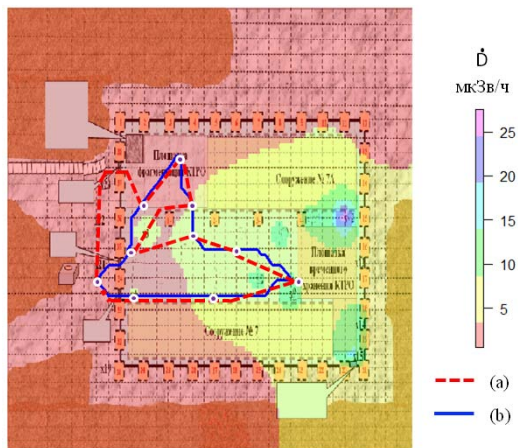


Рис. 5. Маршрут дозиметриста (а); маршрут, рассчитанный в программе (б). Размер карты территории: 106,5x85,5 м, шаг сетки: 3 м

### Обсуждение полученных результатов

Использование методов теории графов в области радиационной безопасности не ограничивается тремя задачами, которые решены в этой статье. С помощью теории графов могут быть решены задачи оптимизации оснащения аварийно-спасательных команд, проблема распределения ресурсов, проблемы оптимального количества и расположения точек радиационного контроля и др.

В статье рассматриваются только дозиметрические аспекты задачи выбора оптимальных путей для персонала в ситуациях существующего облучения. Очевидно, что этого достаточно для поиска маршрутов минимальной дозы, которая строго соответствует принципу ALAP (настолько низко, насколько это возможно), а не принципу ALARA (настолько низко, насколько возможно в разумных пределах) [18]. Для реализации принципа ALARA необходимо (наряду с дозиметрическим аспектом) рассматривать экономический аспект создания дополнительной транспортной сети. Это может быть сделано в рамках модели графа, описанной в данной статье, если в весе ребра принимать во внимание не только дозу, но и составной индекс, который включает в себя стоимость создания возможности перемещения вдоль этого ребра (дополнительные транспортные маршруты).

Компьютерные коды для решения задач данной статьи приведены на веб-сайте Github [19].

### Выводы

1. Разработан метод минимизации доз облучения персонала в ситуациях существующего облучения с применением теории графов.

2. Для сооружения-укрытия комплекса по обращению с твердыми радиоактивными отходами отделения губа Андреева СЗЦ «СевРАО» доза внешнего облучения дозиметристов при проведении радиационного контроля снижена в 1,3 раза, благодаря найденному оптимальному маршруту передвижения.

### Список литературы

1. Uiba V.V., Sneve M.K., Samoylov A.S., Shandala N.K., Simakov A.V., Kiselev S.M., Siegien-Iwaniuk K., Semenova M.P., Belskikh Y.S., Kryuchkov V.P., Chizhov K.A., Smith G.M. Regulation of the Spent Nuclear Fuel Management at the Andreeva

Bay Site for Temporary Storage on the Kola Peninsula // Медицинская радиология и радиационная безопасность. — 2017. — Т.62. — №4. — С.12–16.

2. Recommendations of the International Commission on Radiological Protection, ICRP Publication 103. — N.: Pergamon Press, 2007, 343 p.

3. Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009. — М.: Центр санитарно-эпидемиологического нормирования, гигиенической сертификации и экспертизы Минздрава России, 2009.

4. Первоочередные медико-гигиенические мероприятия при радиационных авариях: Пособие для врачей. — М., 1998; Организация санитарно-гигиенический и лечебно-профилактических мероприятий при радиационных авариях: Руководство. Под редакцией академика РАМН, профессора Ильина Л.А. — М., 2005.

5. Kryuchkov V. et al. RADRUE method for reconstruction of external photon doses for Chernobyl liquidators in epidemiological studies // Health Phys. — 2009. — V. 97. — №4. — P. 275–298.

6. Nakayama S et al A Comparison Of Remediation After The Chernobyl And Fukushima Daiichi Accidents. Presentation to Technical Meeting of the International Atomic Energy Agency on Remediation Techniques and Strategies in Post-Accident Situations, 13–17 June 2016, IAEA, Vienna.

7. Sneve M K et al Radiation safety during remediation of the SevRAO facilities: 10 years of regulatory experience // J. Radiol. Prot. — 2015. — V.35. — P. 571–596.

8. A Mitigation of Accident Consequences at Chernobyl NPP: Radiation and Dosimetry Issues/ Kryuchkov V, Kochetkov A, Tsovijanov. — М.: Izdat, 2012, 208 p. ISBN: 9785849302317.

9. Радиационная защита и безопасность источников излучения: международные основные нормы безопасности. — МАГАТЭ, ВЕНА, 20156 STI/PUB/1578, ISBN 978–92–0–409915–7, ISSN 1020–5845.

10. Глушкова В. В., Седлецкий А. А., Седлецкий Д. А. Оптимизация процесса эвакуации населения в случае радиационных аварий // Математические машины и системы. — 1998. — №. 1. — С. 89.

11. Беляев В.Ю., Тарасенко А.А. Нахождение оптимального маршрута эвакуации населения по существующей сети автодорог // Проблемы надзвичайних ситуацій. — 2011. — Вип. 13. — С. 39–46.

12. Chizhov K., Sneve M.K., Shinkarev S., Tsovyanov A., Smith G.M., Krasnoschekov A., Kosnikov A., Kemsy I., Kryuchkov V. Methods of Minimising Doses Incurred by External Exposure While Moving in Radiation Hazardous Areas // J. Radiol. Prot. — 2017. — V. 37. — №3—P. 697–714.

13. Чижов К.А., Мазур И.К., Кудрин И.Д., Шинкарев С.М., Цовьянов А.Г., Крючков В.П., Кемский И.А. Информационно-аналитическая система по обеспечению радиационной безопасности персонала // Аппаратура и новости радиационных измерений. — 2016. — № 2(85)—С. 41–47.

14. Чижов К.А., Симаков А.В., Крючков В.П. Метод решения аналитических задач для обеспечения радиационной безопасности персонала при планировании работ по ликвидации последствий аварии на основе интерполяции дозиметрических данных // Аппаратура и новости радиационных измерений. — 2013. — № 2(73)—С. 70–76.

15. Dijkstra E. W. A note on two problems in connexion with graphs // Numerische mathematik. — 1959. — Т. 1. — №. 1. — С. 269–271.

16. Prato C., Bekhor S. Applying branch-and-bound technique to route choice set generation // Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board. — 2006. — V.1985. — P.19–28.

17. Харари Ф. Теория графов. — М.: УПСС, 2003. — С. 296.

18. Shaw P., Croûail P. ALARA in Existing Exposure Situations: 14th European ALARA Network Workshop, 4–6 September 2012, Dublin // J. Radiol. Prot. — 2013. — V.33. — P.487–490.

19. GitHub - Radiationsafety/RGraph\_minimum\_dose\_route: Methods of minimizing doses incurred by external exposure while moving in radiation hazardous areas. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://github.com/Radiationsafety/RGraph\\_minimum\\_dose\\_route](https://github.com/Radiationsafety/RGraph_minimum_dose_route).

# Авторский указатель

- Абуталипов Р.А. 457  
Адамович Д.В. 276  
Акатов А.А. 305  
Аксенов Ю.П. 225  
Александров А.Е. 253  
Александров С.И. 98, 141  
Алексахин Р.М. 434  
Алексеев В.В. 503  
Алексеев П.Н. 78, 527  
Алексеев С.В. 460, 753  
Алёшкин А.А. 234  
Алиев Р.Р. 599  
Алимов Ю.В. 98, 141  
Алыев Р.Р. 333  
Аль Малкави Р.Т. 65  
Аляев И.В. 117  
Андреевкова А.В. 251  
Андрижиевский А.А. 31  
Андросов А.В. 801  
Андрюшин И.И. 751  
Антоненко В.М. 792  
Антонов М.И. 198, 212  
Аракелян А.А. 410  
Аракелян Ф.О. 69  
Аржаев А.А. 198  
Аржаев А.И. 198, 212  
Аркадов Г.В. 58, 181  
Арон Д.В. 377, 449  
Артисюк В.В. 748, 750, 751, 753  
Афанаскин Ю.А. 379  
Афанасьева Е.Ю. 74  
Афремов Д.А. 485  
Ашурко Ю.М. 462, 508  
Бабайцев В.Н. 105  
Бабкин Л.Б. 155  
Баженов К.А. 333  
Бакин И.Р. 446  
Бакин Р.И. 377, 383  
Балыгин А.А. 101  
Басиев А.А. 311, 386  
Басиев А.Г. 311, 386  
Батарев Е.С. 121  
Безбородова Д.И. 247  
Белов А.А. 112  
Белов С.Б. 527  
Белозеров В.И. 355  
Белоусов В.И. 112  
Белоусов П.А. 720, 800  
Бельтюков А.И. 783  
Березнев В.П. 112  
Беренский Л.Л. 508  
Беркович В.Я. 186  
Бернард Р. Понсе 294  
Била Н. 745  
Бландинский В.Ю. 516  
Блохин А.И. 256, 568  
Блохин П.А. 269  
Бобров Е.А. 516  
Богачев А.В. 186  
Богданов А.Е. 362  
Бойцов М.А. 222  
Боков А.А. 40  
Болванчиков С.Н. 490  
Болдырев В.М. 565  
Болнов В.А. 514  
Болодьян И.А. 347  
Большухин М.А. 193  
Борисенко М.И. 749  
Бородин Р.В. 399  
Бородин П.Г. 81  
Бубликова И.А. 747  
Бубнов И.В. 247  
Бубнов Ю.И. 234  
Будников А.В. 193  
Будыка А.К. 408, 409  
Будылов Е.Г. 696  
Булахтин К.В. 608, 622  
Булгаков В.Г. 403  
Бунин В.М. 333  
Бурлаков А.И. 266  
Бурцев Д.Ю. 263  
Валетов Д.К. 522  
Валов Д.А. 276  
Вамба Фрэнсис Фоми 203  
Варсеев Е.В. 751  
Варсеева Н.Е. 751  
Васюхно В.П. 485  
Вербицкий А.Г. 696  
Веселов Ф.В. 682  
Вильхивская О.В. 74  
Вишняков В.З. 776  
Волков А.В. 508  
Волков В.С. 333, 337  
Волков М.В. 630, 634  
Волкова И.Н. 35, 40  
Вольман М.А. 746  
Воронин М.Ю. 425  
Воронина М.М. 429  
Вуколова А.-Н.В. 389, 394  
Выбыванец В.И. 801  
Выговский Б.С. 87  
Выговский С.Б. 65  
Гаврилов А.В. 112  
Газетдинов А.С. 81  
Газиев И.Я. 403  
Гайнутдинов А.Р. 160  
Глазков О.В. 135  
Глень Д.А. 393  
Глинская Е.В. 425  
Глот Геррит 203  
Гниломедов В.Д. 403  
Годовых П.В. 163  
Головко М.В. 747  
Голосов О.А. 342  
Гольцов А.Е. 701  
Горбунова О.А. 266  
Горшенин С.В. 117  
Горячев А.В. 35  
Гришанин Е.И. 78  
Грищенко К.Г. 425  
Гроль А.В. 516  
Грудовик В.Р. 370  
Груздов Ф.В. 65  
Гулевич А.В. 503  
Гурин В.В. 168, 544, 553  
Гуринович В.Д. 728  
Гурская О.С. 478  
Гусаков Н.Н. 626  
Гусаров Е.С. 728  
Гусев В.Е. 516  
Гущин А.В. 694  
Даничева И.А. 132  
Дарьян Л.А. 240  
Декусар В.М. 478  
Демидова Л.Н. 692  
Демирджи М. 355  
Денисова Н.А. 508  
Дерошэ Эстель 298  
Дмитриева И.В. 587  
Догов А.А. 737  
Доильницын В.А. 259, 305  
Долганов К.С. 383  
Долганов С.К. 446  
Долгих А.П. 389, 394  
Домуховский Н.А. 656  
Дробышев Ю.Ю. 112  
Дружаев А.А. 135, 453  
Дружинин В.Е. 98  
Друмов И.В. 723  
Дудников А.А. 516  
Дунаев В.А. 630, 634  
Душенко А.Ю. 419  
Дьяконов С.Л. 389, 394  
Дьяченко А.И. 753  
Евдокимов И.А. 53  
Евдокимов Н.А. 425  
Елисеев В.А. 124  
Елисеев И.А. 726  
Ерзылев С.А. 320  
Ершов Б.Г. 311, 386  
Ершов Г.А. 168, 198, 544, 553  
Жаринов С.В. 364  
Железняк В.Н. 229  
Желонкин Д.В. 121  
Жирнов А.П. 98, 141  
Жителев В.А. 35, 40  
Жук М.М. 652  
Жукавин А.П. 439  
Жуков Д.В. 229  
Журавлев И.И. 326  
Задоян П.М. 69  
Зангиев В.А. 174  
Захарова Л.Н. 105  
Звир Е.А. 35, 40  
Зевякин А.С. 568  
Земсков Е.А. 568  
Зеркаль Д.Г. 279  
Зинин А.В. 276  
Зотов И.С. 514  
Зюзина М.В. 739

- Ибрагимов Р.Л. 337  
 Иваненко В.И. 290  
 Иванов А.П. 503  
 Иванов Е.А. 322  
 Иванов Е.Ф. 508  
 Илларионенкова Д.В. 444, 457  
 Ильин В.А. 180  
 Исаев С.Г. 333, 337  
 Кавришвили З.О. 604  
 Каграманян В.С. 478  
 Кадыров И.И. 321  
 Казновский П.С. 608, 622  
 Казыкин С.В. 227  
 Калинин П.М. 53  
 Калютин А.А. 198  
 Калякин Д.С. 539  
 Камаев А.А. 503  
 Камаев Д.А. 399  
 Каменская Д.Д. 522  
 Канаков В. Ю. 599  
 Капица Д.В. 514  
 Карезин В.В. 748  
 Карлина О.К. 290  
 Карманов Ф.И. 748, 750  
 Карпенко А.И. 783  
 Карпович Л.С. 31  
 Карраск М.П. 765  
 Карякин Ю.Е. 198, 212  
 Касьянов К.Г. 608, 622  
 Катаевич А.М. 732  
 Каткова М.Н. 403  
 Кваша А.В. 746  
 Келин Г.Е. 78  
 Киринов А.В. 87  
 Киселев А.А. 377, 383, 446  
 Киселев А.Е. 383  
 Киселев Александр С. 24  
 Киселев Алексей С. 24  
 Киселев Е.А. 446  
 Киселёв С.В. 783  
 Кислов О.В. 364  
 Кияшко В.В. 425  
 Климов Н.Н. 490  
 Клинов Д.А. 124  
 Кнобла Вальтер 203  
 Ковалев А.В. 746  
 Ковалев В.Д. 237  
 Ковалишин А.А. 101, 403  
 Кодет Павел 203  
 Кожевникова Е.К. 286  
 Козлова Н.В. 576  
 Колесников Е.Г. 801  
 Колтун О.В. 688  
 Колукысаоглу Я. 355  
 Комаров А.А. 490  
 Кононенко А.И. 216, 247  
 Кононов В.В. 326  
 Кормилицын А.А. 576  
 Корнева Л.Г. 425  
 Корнеев М.И. 329  
 Корнейков Р.И. 290  
 Корчененков Д.А. 732  
 Коряковский Ю.С. 305  
 Косарева И.В. 746  
 Косов А.Д. 444, 457  
 Косых И.В. 403  
 Кофанов А.В. 389, 394  
 Кошечев В.Н. 124  
 Кравец С.Б. 211  
 Красноперов С.Н. 377, 383, 446  
 Краюшкин А.В. 101  
 Кристоф Дорье 298  
 Крицкий В.Г. 611  
 Крицкий Р.О. 749  
 Крутских Д.А. 14  
 Крышев А.И. 403  
 Крышев И.И. 403, 421  
 Крючков В.П. 804  
 Крючкова Л.М. 319  
 Кудрявцев А.А. 558  
 Кузин Н.В. 333, 337  
 Кузина Ю.А. 503, 508  
 Кузнецов П.Б. 98  
 Кузьмин В.В. 425  
 Кузьмин Д.А. 251, 253  
 Куприянов В.Н. 74  
 Куренной Е.П. 141  
 Куриленко В.Э. 234  
 Курицын Д.Б. 744  
 Курындин А.В. 373  
 Лалетин М.Н. 403  
 Легуенко С.К. 535  
 Лейхнер А.В. 360  
 Лемехов В.В. 485  
 Лемехов Ю.В. 485  
 Леончук П.А. 347  
 Лескин С.Т. 748  
 Лещинский Г.А. 121  
 Лиханский В.В. 53, 74  
 Лобков Ю.М. 333  
 Логинов А.М. 180  
 Локшин Э.П. 290  
 Лукашевич А.А. 329  
 Лукин А.В. 558  
 Лунев Г.Д. 490  
 Лысачев М.Н. 711  
 Любарский А.В. 544  
 Любахин С.В. 153  
 Ляхова Е.В. 661  
 Лященко С.А. 749  
 М Лурье А. 419  
 Магда Р.Р. 751  
 Малкави Аль 87  
 Малоземов С.Н. 744  
 Малышев Г.С. 723  
 Марков М.Л. 416  
 Марова Е.В. 527, 707  
 Мартюшов Д.Л. 364  
 Маслов П.А. 124  
 Маслова М.В. 290  
 Мастеров А.В. 333, 337  
 Матвеев А.А. 276  
 Маханев В.О. 198, 212  
 Медведев В.Н. 24  
 Мелкумов И.С. 611  
 Меркун А.В. 186  
 Метс А.А. 549  
 Михалычева Э.А. 31  
 Михеев М.И. 755  
 Мишарин В.А. 266  
 Модестов В.С. 558  
 Моисеев А.В. 485  
 Молоканов Н.А. 701  
 Момотов В.Н. 74  
 Морозов А.В. 503, 539  
 Морозов А.Ю. 127  
 Морозов В.Б. 544, 553  
 Москалев К.В. 352  
 Мосунова Н.А. 453  
 Мудрик А.А. 240  
 Муравин Д.Б. 186  
 Муравьев Е.В. 468  
 Муртазин И.Р. 558  
 Мухрыгин А.А. 622  
 Нагорный А.О. 186  
 Невин С.Р. 333, 337  
 Невиница В.А. 516, 527  
 Непряхин В.Б. 617  
 Никитин О.Н. 35  
 Никифоров Д.В. 349  
 Николаев М.С. 732  
 Николаев С.А. 333, 337  
 Николаев Ф.В. 168, 544, 553  
 Николкин В.Н. 342  
 Новикова Т.В. 682  
 Носов Ю.В. 314, 352  
 Образцов Е.П. 514  
 Обязов В.А. 416  
 Олейник В.К. 771  
 Онищенко Д.О. 419  
 Опалев А.Э. 640  
 Орехов А.А. 444, 457  
 Орехов М.Н. 688  
 Орлов А.В. 355  
 Орлов П.В. 121  
 Орлова Е.А. 355  
 Орлова М.И. 425  
 Осадчая Д.Ю. 439  
 Осецкая М.М. 666  
 Осипов А.М. 143  
 Осипова Т.А. 155  
 Павелко В.И. 58, 181  
 Павлов А.С. 688  
 Падун С.П. 78  
 Панкрушина Т.Г. 682  
 Панов С.А. 673  
 Панченко В.Л. 342  
 Панченко С.В. 410  
 Парчевский В.М. 49  
 Парышкин Ю.А. 117  
 Патраков А.И. 761  
 Пахолков В.В. 648  
 Перегудов А.А. 124  
 Петров А.М. 290  
 Пинегин В.И. 112  
 Пинежский С.О. 611  
 Повещенко О.Ю. 403  
 Подолякин Д.П. 749  
 Поздняков А.В. 593  
 Полтараков Г.И. 795  
 Пономарев-Степной Н.Н. 753  
 Пономаренко А.А. 749  
 Потапов В.В. 180, 211, 251, 253  
 Почитаев И.В. 121  
 Пресняков И.В. 673  
 Привалова Н.Ф. 747  
 Привезенцев В.В. 508  
 Примаков В.В. 263

- Припачкин Д.А. 408, 409  
 Прозоров В.В. 259  
 Прохоров Н.А. 611  
 Пустовалов С.Б. 535  
 Рагулин С.В. 539  
 Радионьчева А.А. 527  
 Радченко Е.М. 320  
 Радченко М.В. 320  
 Разинцев В.М. 576  
 Разыграев А.Н. 212, 263  
 Разыграев Н.П. 212, 263  
 Распопов Д.А. 800, 216  
 Рачков В.Л. 592  
 Рашдан Талал 87  
 Ребергер А.М. 549  
 Речкиман А.Э. 141  
 Ровнейко А.В. 314  
 Рогожкин С.А. 193, 587, 648  
 Рождественский И.М. 98, 141  
 Рождественский М.И. 98  
 Рожихин Е.В. 124  
 Романов В.И. 174  
 Руденко В.А. 747  
 Ружников В.О. 234  
 Русинкевич А.А. 389, 394  
 Рухман Г.С. 759  
 Рыжиков С.С. 370  
 Рясный С.И. 608, 622  
 Савицкий А.И. 535  
 Савкин А.Е. 290  
 Сагалов С.С. 74  
 Сазыкина Т.Г. 403, 421  
 Сальников А.А. 24  
 Самойлов А.А. 269  
 Самохин Д.С. 568  
 Саунин Ю.В. 652  
 Сахарова Т.Ю. 98  
 Сахипгареев А.Р. 539  
 Свешников Д.Н. 193  
 Седов А.А. 496  
 Сеелев И.Н. 329, 333, 337  
 Селезнев Е.Ф. 112  
 Селиверстов Б.Г. 311, 386  
 Семенихин А.В. 652  
 Семенов А.А. 135  
 Семенов М.Ю. 124  
 Семишкин В.П. 186  
 Сериков В.С. 801  
 Сигал М.В. 763  
 Синегуб О.И. 726  
 Ситников О.Д. 425  
 Скоморохов А.О. 720  
 Скорикова М.И. 24  
 Слепов М.Т. 58  
 Слободчук В.И. 748  
 Смирнов А.Ю. 516  
 Смирнов В.С. 485  
 Смирнова Л.С. 675  
 Смолкин Ю.В. 579  
 Снигерев В.В. 364  
 Собко А.А. 259  
 Соболев А.В. 320, 728  
 Соколов К.В. 579  
 Соколова Ф.А. 234  
 Солнцева Е.С. 801  
 Соловьев В.А. 256  
 Соловьев Д.А. 135  
 Соломатин В.М. 434  
 Сорокин А.А. 74  
 Сорокин А.П. 503, 508  
 Сошников А.А. 490  
 Спирин Е.В. 434  
 Степанов А.А. 247  
 Степанов В.С. 490  
 Стреха А.В. 370  
 Стрижов В.Ф. 24, 453  
 Стрижова С.В. 269, 410  
 Стржук А.В. 35, 40  
 Стяжкин П.С. 611  
 Субботин С.А. 535  
 Сулаберидзе Г.А. 516  
 Султанов Н.В. 101  
 Суслин А.М. 234  
 Сухоруков Ю.Г. 579  
 Сычугин В.И. 576  
 Талабанов М.Г. 751  
 Тарасиков В.П. 256  
 Тарасов А.В. 155  
 Тарасова Н.Г. 425  
 Ташлыклов О.Л. 314, 744  
 Тедиашвили В.В. 276  
 Темишев Р.Р. 688  
 Терёхин Ю.К. 798  
 Тихоновский В.Л. 326  
 Толстоухов Д.А. 673, 682  
 Томашик Д.Ю. 383  
 Томашик Ю.Д. 446  
 Томилин А.В. 347  
 Тревгода М.М. 696  
 Трифонов А.Г. 31  
 Тусеев Д.В. 425  
 Тучков А.М. 744  
 Тыкшаев В.П. 688  
 Тяпков В.Ф. 14  
 Уваров А.А. 216  
 Угорелов В.А. 349  
 Ульянов А.Н. 24  
 Урманчиева Е.В. 263  
 Ушатиков А.С. 514  
 Фадеев И.Д. 587, 648  
 Фаракшин М.Р. 527  
 Федоренко Р.В. 558  
 Федоров В.А. 117  
 Федосов А.М. 146  
 Фианцев В.С. 763  
 Филиппов А.С. 522  
 Филиппов И.С. 748, 750  
 Финкель Б.М. 181  
 Фокин К.Б. 744, 745  
 Фомиченко П.А. 516, 527  
 Фонарев Б.И. 78  
 Фролов Ф.В. 716  
 Фукс Р.Л. 439  
 Хализов М.В. 726  
 Химчак Д.М. 744  
 Хлебникова Н.С. 661  
 Хорасанов Г.Л. 568  
 Хохряков А.В. 216  
 Хренников Н.Н. 81, 132  
 Хубецов С.Б. 311, 386  
 Хусейн Ю.Н. 408, 409  
 Циканин А.Г. 247  
 Цыгвинцев В.А. 342  
 Чабан О.Г. 168, 544, 553  
 Чебесков А.Н. 478  
 Черепнин Ю.С. 485  
 Чернаков В.А. 453  
 Чернов В.А. 333, 337  
 Чернов О.В. 661  
 Чернова И.С. 112  
 Чернышев Н.А. 227  
 Чижов К.А. 804  
 Чистозвонова Е.А. 748  
 Чусов И.А. 355  
 Шагов Е.В. 186  
 Шаповалов А.С. 373  
 Шаров Д.А. 322  
 Шафиков Р.Т. 571  
 Шашина Т.А. 410  
 Швалев Н.Г. 389, 394  
 Шведов А.М. 377  
 Швыряев Ю.В. 544, 553  
 Шевцов И.А. 121  
 Шевченко Б.Н. 321  
 Шепелев С.Ф. 587, 648, 707  
 Шикиль Г.Н. 216  
 Широков А.В. 707  
 Шифрин А.М. 739  
 Шишкин И.А. 141  
 Шлепкин А.С. 539  
 Шмонин Ю.В. 98  
 Шулепова Н.А. 749  
 Шульц М.А. 337  
 Щеклеин С.Е. 314, 744  
 Щугорев А.В. 608  
 Щугорев А.В. 622  
 Щукин А.П. 321  
 Щукин Н.В. 135  
 Юрков М.В. 779  
 Ярмоленко О.А. 485  
 Ярошенко И.В. 225  
 Savorelli E. 240  
 Tozzi M. 240

Подготовка оригинал-макета осуществлена АО «ЭНИЦ»  
142530, г. Электрогорск Московской обл., ул. Св. Константина, д. 6