



**MIOGE**

13-я МОСКОВСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЬ И ГАЗ**



ПАРТНЕРЫ



**23-26**

ИЮНЯ 2015

МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР



**RPGC**

12-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС

**23-25**

ИЮНЯ 2015

МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР



**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ  
ДЛЯ ГЛАВНОЙ  
ОТРАСЛИ РОССИИ**

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)  
[www.mioge.com](http://www.mioge.com)



ITE МОСКВА  
+7 (495) 935 7350  
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5000  
og@ite-events.com



РЕКЛАМА

# Нефть россии

Апрель  
2015

АНАЛИТИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ

[www.neftrossii.ru](http://www.neftrossii.ru)

Недооценённые риски  
арктической эпопеи

Импортозамещение по-башкирски

Нефтепереработка:  
манёвры на фоне санкций

Китайская альтернатива для России

Перекрёстки российского асфальта

НЕФТЬ РОССИИ № 4 2015

Совместное издание  
с журналом

**РЕСУРСЫ  
ШЕЛЬФА**

## Мировой рынок на пути к новому равновесию

# Не время менять ставки

Ухудшение ситуации в экономике не должно стать поводом для полного пересмотра прежних амбициозных планов развития отечественного НГК

Валерий АНДРИАНОВ

Существует такая старая и якобы беспроигрышная стратегия игры в рулетку. Игроку советуют начинать с небольших ставок на красное или чёрное и в случае неудачи не менять свой выбор, а удваивать ставку. Мол, по теории вероятности рано или поздно тебе повезет, и ты все равно окажешься в плюсе. Математики уже давно доказали несостоятельность такой тактики, тем не менее не одна тысяча людей разорилась, следуя ей. Как показывает практика, в выигрыше всё равно всегда остаётся казино.

Но та идея, которая бесполезна и даже опасна при игре в рулетку, может пригодиться в реальной жизни. Ибо в трудные минуты всегда возникает соблазн «поменять ставки», изменить свои прежние решения и попытаться найти какой-то новый выход из тупиковой ситуации. Хотя, как потом оказывается, лучше было придерживаться прежней стратегии и не уходить с однажды выбранного пути.

Вот и сегодня, когда падение цен на нефть привело к кризисным явлениям в российской экономике, все чаще звучат рассуждения на тему: правильно ли были в своё время сделаны ставки? Надо ли было России затевать огромные и дорогостоящие проекты? Ведь сегодня на фоне резкого сокращения инвестиций в отрасль и обострения отношений с Западом многие из этих проектов рискуют так и остаться незавершёнными. Уже объявлено о временной приостановке работ на некоторых шельфовых участках, массово переносятся сроки ввода новых установок на НПЗ, «повисли» крупные проекты в нефтехимии. Может быть, пора «поменять ставки»? Например, осваивать не шельф, а сланцевые запасы, не развивать нефтепереработку и нефтехимию, а гнать за рубеж (в первую очередь в Китай) побольше сырья? По крайней мере, на период кризиса...

Действительно, по каким-то направлениям корректировки неизбежны. Например, как отмечают учёные из Института проблем нефти и газа РАН, с учётом геологических, ресурсных, геополитических и других специфических условий необходимо увеличивать объёмы ГРП не только в акваториях Арктики и других морей, но и прежде всего на суше. В частности, следует развивать и применять технологии добычи сланцевой и тяжёлой нефти, а также повышать эффективность нефтегазодобычи. Но это не означает полной «смены ставок». Одновременно надо обеспечить первоочередной поиск и освоение месторождений углеводородов в транзитных и мелководных прибрежных зонах Арктики в районах с развитой инфраструктурой (см. статью «На пороге арктической эпопеи»).

Непростая ситуация складывается и в нефтепереработке. Как отмечает наш автор М. Гребенников, нехватка инвестиций уже начинает сказываться на темпах модернизации НПЗ. Аналитики не исключают, что вместо запланированного на 2015 г. ввода 23 новых установок будет построено лишь 8. Планы на 2016 г. тоже подверглись корректировке – представители отрасли говорят о вводе 6 установок, тогда как ещё полгода назад речь шла о 19 новых установках и реконструкции 8 действующих (см. статью «Манёвры на фоне санкций»).

Что же, рассматривать это как повод «сменить ставки» и отказаться от прежних планов по модернизации НПЗ и экспорту отечественных нефтепродуктов? Соблазн велик, и уже начинается пересмотр четырёхсторонних соглашений, заключённых в 2011 г. между Росстандартом, Ростехнадзором, ФАС и рядом ВИНК и предполагающих высокую динамику обновления отрасли. Но как бы ни пришлось пожалеть об этом в будущем. Ведь развитие переработки даёт хороший шанс отечественному машиностроению. И поэтому сохранение прежней «ставки» могло бы привести не только к дальнейшему увеличению производства бензинов и дизельного топлива, но и к расширению выпуска сложного технологического оборудования на базе импортозамещения.

Аналогичная ситуация складывается и в нефтехимии. Как напоминает доктор экономических наук, профессор Олег Брагинский, принятый правительством План развития нефтегазохимической промышленности на период до 2030 г. предполагает формирование шести крупнейших нефтегазохимических кластеров – Поволжского, Западно-Сибирского, Каспийского, Восточно-Сибирского, Северо-Западного и Дальневосточного. Два последних – это совершенно новые центры размещения нефтегазохимической промышленности, которые предстояло создать заново, а остальные необходимо модернизировать и расширить (подробнее см. статью «Сырьевой базе нужна оптимизация»).

Однако не секрет, что проекты практически во всех этих кластерах сегодня буксуют. Из-за недостатка инвестиций и проблем с технологиями компании вынуждены переносить сроки ввода объектов. Но и это не повод, чтобы «менять ставки». Ибо отказаться от развития нефтехимии сегодня, когда целый ряд стран (США, Китай, Саудовская Аравия, Иран) делают мощнейший рынок в данной сфере, означает отстать навсегда и превратиться в вечного импортёра чужих нефтехимических продуктов (в том числе произведённых из нашей нефти и нашего газа). Поэтому, как бы ни было трудно, нельзя изменять выбранному курсу.

Но вопрос сводится к тому, насколько долго придётся «держаться ставок». Судя по всему, пока нет оснований надеяться на скорую «улыбку фортуны». Как отмечают наши авторы из Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск), в 2015 г. мировой нетто-импорт нефти сократится на 10–15 млн т. Если при таких обстоятельствах не произойдёт симметричного сокращения добычи в крупнейших странах-поставщиках, прежде всего на Ближнем Востоке, сложно ожидать значительного восстановления цен на «чёрное золото». Поэтому равновесная цена на уровне 50–65 долл./барр., прогнозируемая рядом инвестиционных банков и исследовательских организаций для 2015 г. и последующих лет, выглядит справедливой (см. статью «На пути к новому равновесию»).

Иными словами, придётся запастись терпением. И при этом надо помнить, что если в рулетке чрезмерное упорство заканчивается, как правило, крупным проигрышем, то в реальной жизни оно часто бывает вознаграждено по заслугам. И тот, кто проявил настойчивость и не бросился бежать в противоположном направлении, а продолжил спокойную планомерную работу по намеченным ранее планам, оказывается в выигрыше. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

# Нефть россии

Журнал «Нефть России»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775,  
выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору  
в сфере связи, информационных технологий  
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Издатель Андрей СОЛДАТОВ  
asoldatov@neftrossii.ru

## РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА

Журнал «Ресурсы шельфа»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53542,  
выдано 04.04.2013 Федеральной службой по надзору  
в сфере связи, информационных технологий  
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Андрей Солдатов  
asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

**Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ**  
Академик РАН, директор Института  
проблем нефти и газа

**Александр НЕКИПЕЛОВ**  
Академик РАН, председатель Совета директоров  
ОАО «Роснефть»

**Виктор МАРТЫНОВ**  
Д. э. н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

**Геннадий ШМАЛЬ**  
Президент Союза нефтегазопромышленников

**Александр РОМАНИХИН**  
Президент Союза производителей нефтегазового  
оборудования

**Андрей КОНОПЛЯНИК**  
Д.э.н., профессор

**Лариса РУБАН**  
Д. с. н., профессор (Институт энергетических  
исследований РАН)

**Владимир ТЕТЕЛЬМИН**  
Д. т. н., академик РАН, заместитель председателя  
Центрального совета Всероссийского общества  
охраны природы

**Александр МАТВЕЙЧУК**  
К. и. н., академик РАН

**Анатолий ДИОРДИЕНКО**  
Основатель журнала «Нефть России»

**Анатолий ПЕЧЕЙКИН**  
Секретарь Редакционного совета

Главный редактор Валерий АНДРИАНОВ  
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора  
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:  
Владимир АКРАМОВСКИЙ,  
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА  
Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,  
+7 (916) 138-52-99  
e-mail: adv@neftrossii.ru  
Сайт: www.neftrossii.ru

Отпечатано в типографии ЗАО «Граффити»  
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,  
корп./стр. 1, офис/кв. 103

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 22.04.2015  
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■  
Редакция не несёт ответственности за достоверность  
информации, содержащейся в рекламных объявлениях  
и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России»  
обязательна © «Нефть России»

Обложка – © ОАО «Газпром нефть». Приразломное  
месторождение, Печорское море. 2014 г.

**NOTA VENE**

В. АНДРИАНОВ

**Не время менять ставки**

Ухудшение ситуации в экономике не должно стать  
поводом для полного пересмотра прежних амбициозных  
планов развития отечественного НГК

1

**АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ****Компромисс на конце трубы**

Является ли отказ от «Южного потока» «эмоциональной  
реакцией» на санкции или частью долгосрочной страте-  
гии развития российского НГК? Интервью с доктором  
экономических наук, профессором Российского государ-  
ственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина,  
советником генерального директора ООО «Газпром  
экспорт» Андреем КОНОПЛЯНИКОМ

4

Л. ЭДЕР,

кандидат экономических наук, доцент,  
заведующий отделом Института нефтегазовой  
геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН, руководитель  
специализации «Экономика и управление в энерге-  
тическом секторе» Новосибирского государственно-  
го университета (НГУ);

И. ФИЛИМОНОВА,

кандидат экономических наук, доцент,  
ведущий научный сотрудник ИНГГ, заведующая  
кафедрой политической экономии ЭФ НГУ;

И. ПРОВОРНАЯ,

кандидат экономических наук, доцент,  
научный сотрудник ИНГГ;

А. ДЯКУН,

младший научный сотрудник ИНГГ

**На пути к новому равновесию**

Противоречивые тенденции в сфере мирового  
нетто-импорта оказывают сильное влияние на уровень  
мировых цен на нефть

10

**РЕГИОН****Кластерный подход  
к импортозамещению**

Благодаря ему Башкортостан собирается не только  
обеспечить развитие собственной добычи и переработ-  
ки, но и стать технологическим лидером в масштабах  
России. Интервью с заместителем премьер-министра  
Правительства Республики Башкортостан Дмитрием  
ШАРОНОВЫМ

16



«Сибур»

**АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КИПМ**

А. УСОВ,

партнёр, руководитель практики по работе  
с компаниями нефтегазовой отрасли;

О. ЛАДНЕВ,

директор, руководитель группы консультирования  
по вопросам совместных предприятий КИПМ  
в России и СНГ

**Лебедь, рак и щука,  
или Как заставить работать  
совместное предприятие**

22



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

**ШЕЛЬФ**

**В. БОГОЯВЛЕНСКИЙ**,  
доктор технических наук, член-корреспондент РАН,  
заместитель директора по науке;  
**И. БОГОЯВЛЕНСКИЙ**,  
научный сотрудник  
(Институт проблем нефти и газа РАН)

**На пороге арктической эпопеи**

Освоение месторождений нефти и газа в акваториях Арктики и других морей России осложняется рядом природно-климатических и технологических факторов **25**

**А. ПАЛЮРА**,  
ведущий инженер государственного унитарного предприятия Республики Крым «Черноморнефтегаз»  
**Углеводородный бум Чёрного моря**

Станет ли оно новым перекрёстком энергетических потоков или новым узлом политических противоречий? **31**

**ПЕРЕРАБОТКА**

**М. ГРЕБЕННИКОВ**  
**Манёвры на фоне санкций**

Прошлый год может остаться в истории отечественной нефтепереработки как вершина, покорить которую повторно в ближайшее время не удастся **34**

**НЕФТЕХИМИЯ**

**О. БРАГИНСКИЙ**,  
доктор экономических наук, профессор, заведующий лабораторией Центрального экономико-математического института Российской академии наук

**Сырьевой базе нужна оптимизация**

Укреплению потенциала российской нефтегазохимии будут способствовать правильная балансировка потоков УВ сырья и развитие отраслевой инфраструктуры **40**

**МИРОВОЙ РЫНОК**

**Л. РУБАН**,  
профессор, руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» Института энергетических исследований РАН;

**В. КОЛОТОВ**,  
профессор, заведующий кафедрой истории стран Дальнего Востока Восточного факультета Санкт-Петербургского государственного университета

**Китайская альтернатива для России**

Сможет ли наша страна правильно воспользоваться стремлением КНР к диверсификации источников поставок энергоресурсов? **44**

**СОТРУДНИЧЕСТВО**

**Ю. ЛАВРОВ**,  
наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса  
**Энергетическая Хартия на пути к обновлению**

В мае ожидается подписание документа, который выведет её за европейские рамки и придаст глобальный характер **48**

**ФОНДОВЫЙ РЫНОК**

**Н. ЗЕЛЕНИН**  
**Как избежать ошибок в прогнозах**

Методы традиционного регрессионного анализа малоприменимы для анализа ситуации с котировками акций нефтегазовых компаний **50**

**БЫЛОЕ**

**А. МАТВЕЙЧУК**,  
кандидат исторических наук,  
действительный член РАЕН  
**Перекрёстки российского асфальта**

Творческая инициатива и энергия первопроходцев асфальтобитумного производства заложили основы развития индустрии дорожных покрытий **56**



# Компромисс на конце трубы

Является ли отказ от «Южного потока» «эмоциональной реакцией» на санкции или частью долгосрочной стратегии развития российского НГК?



В первой части интервью\* с доктором экономических наук, профессором Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, советником генерального директора ООО «Газпром экспорт» Андреем КОНОПЛЯНИКОМ были рассмотрены вопросы, связанные с отказом России от реализации проекта «Южный поток» и новыми планами руководства страны и «Газпрома» по сооружению газовой магистрали через территорию Турции. Подчёркнуто, что 47 млрд м<sup>3</sup> «голубого топлива», которые планируется перекачивать по трубе «Турецкого потока», в любом случае должны быть достав-

лены на существующие пункты сдачи-приёмки газа в Центральной и Южной Европе. А значит, Россия и ЕС просто вынуждены продолжать сотрудничество с целью нахождения оптимального маршрута транспортировки и снятия юридических барьеров на пути сооружения новых магистралей.

В то же время Россия активно развивает «восточный вектор» своей энергетической политики. Насколько это обусловлено ухудшением отношений с Европой? И каким образом подписание газовых соглашений с Китаем может повлиять на стратегию РФ на европейском направлении?

– Андрей Александрович, на фоне обострения отношений с Западом Россия подписала газовый контракт с Китаем. Но что в действительности стоит за этим шагом – стремление любыми способами ответить на санкции или реальные перспективы взаимовыгодного энергетического сотрудничества с КНР?

– На мой взгляд, китайский контракт надо рассматривать независимо от санкций. Если какие-то события хронологически связаны, то это не означает, что одно из них произошло вследствие другого, то есть хронологическое совпадение не обязательно свидетельствует о наличии причинно-следственных связей. Возможно, санкции несколько ускорили подписание соглашения, но, с моей точки зрения, решающую роль сыграл другой фактор.

Обычно, говоря о данном контракте, обращают внимание на его количественные, объёмные параметры – поставки 38 млрд м<sup>3</sup> в год в течение 30 лет, итого свыше 1 трлн м<sup>3</sup> на сумму 400 млрд долларов. Конечно, «размер имеет значение». Но, по-моему, в этом соглашении содержится один важный момент, недооценённый экспертами и общественностью, – привязка стоимости газа к мировой цене на нефть и то, как это было достигнуто.

\* Первую часть интервью см.: «Нефть России» № 3/2014, с. 4–8.

Напомню, в течение долгого времени (пока шли переговоры) наши китайские партнёры настаивали на «угольной привязке» газовой цены. И это выглядело вполне логично, поскольку Китай – в основном «угольная» страна (особенно его северо-восточные регионы, на которые нацелены российские поставки). И на уровне конечного потребителя российский газ будет конкурировать там именно с углём, замещая его в первую очередь в промышленности и электроэнергетике, а также в коммунально-бытовом секторе. И по логике наших китайских партнёров именно к стоимости (цене) «замещаемого» газом энергоресурса (то есть угля) и должна была бы быть привязана цена газа в этом контракте.

Ведь в основе российских экспортных газовых поставок лежит так называемая Гронингенская модель стандартного долгосрочного контракта, ценовой механизм которой построен на привязке газа к стоимости замещаемого в конечном потреблении энергоресурса. Поэтому китайские друзья ратовали за угольную индексацию: она обеспечивала бы им – в рамках сложившейся ценовой конъюнктуры между рынками отдельных энергоресурсов (уголь, нефть, газ) – более низкую контрактную цену импортируемого из России газа, чем при нефтяной индексации.

Начиная с 1962 г.<sup>1</sup> формулы привязки цены газа в Гронингенской модели индексируют её в зависимости от цен нефтепродуктов, ибо в то время в Европе газ конкурировал в различных секторах конечного потребления именно с нефтепродуктами. Поэтому советская (а ныне российская) модель газовых поставок в Старый Свет начиная с апреля 1968 г., когда первый газ из СССР пришёл в тогдашнюю Западную Европу (в Австрию, в Баумгартен), построена именно на основе стандартной Гронингенской модели. После роста нефтяных цен в 1970 годах эта модель стала обеспечивать странам-экспортёрам в том числе и получение более высокой ресурсной ренты при поставках газа.

Нефтепродуктовая индексация на рынке газа в Европе сохраняется до сих пор. Правда, после 2009 г. уже в существенно меньшем объёме, сократившись в целом по ЕС примерно до 50%, в связи с расширением продаж на рынке розовых сделок, хотя потребители постепенно отходят от использования жидкого топлива там, где это возможно, в первую очередь в промышленности и электроэнергетике.

Поэтому, на мой взгляд, получение более высокой ресурсной ренты в силу продолжения исторической традиции сегодня является более важным для экспортёра и суверенной страны-собственника ресурсов газа аргументом в пользу сохранения нефтяной (нефтепродуктовой) индексации в газовых контрактах, нежели фактор собственно стоимости замещения.

Гронингенская модель с нефтепродуктовой индексацией остаётся традиционной для российских экспортных газовых поставок в Европу. И естественным желанием «Газпрома» было распространить её и на формируемые восточные поставки российского газа.

Китайские друзья, выступающие в контракте в качестве покупателя, естественно, ратовали за более низкие цены. Но Россия (как суверенное государство – собственник невозобновляемых энергоресурсов, в данном случае природного газа) и «Газпром» (как экономический агент суверена, ибо государство является его основным контролирующим акционером) были заинтересованы в том, чтобы привязать газовые цены китайского контракта к стоимости не угля, а нефти. Ведь нефтяные цены пока что выше угольных. И поэтому Россия заинтересована получить максимальную долгосрочную ресурсную ренту, то есть в перспективе на долгие годы (за полный срок освоения месторождения) максимальную газовую цену. Естественно, такую, по которой она сможет реализовать (монетизировать) данный невозобновляемый энергоресурс (то есть газ).

Этот объективный экономический интерес суверенного государства защищён различными многосторонними актами в системе международного права. Начиная с Резолюции Генеральной Ассамблеи ООН № 1803 от декабря 1962 г. о постоянном суверенитете государств над своими природными ресурсами и продолжая аналогичной по смыслу статьёй 18 о суверенитете государств над своими энергетическим ресурсами Договора к Энергетической Хартии, вступившего в силу в 1998 г.

#### – И какие контраргументы были представлены китайской стороне?

– В этом-то и заключалась основная, на мой взгляд, проблема. Как мы уже говорили, на западном направлении Россия реализует стратегию «один рынок – две трубы». По моему мнению, такая стратегия применима (и де-факто начала реализовываться) и на Востоке, но в модифицированном виде. Не «один рынок – две трубы», а «один рынок – два способа до-

ставки», а именно – транспортировка российского «голубого топлива» в Азию в виде сетевого газа и СПГ (см. рис.).

Строительство (пусть даже в теории) второй трубы в Китай не давало бы возможности обосновать в трубопроводном контракте нефтяную привязку с целью максимизации ресурсной ренты для поставщика. «Традиции» европейских поставок здесь не сработали бы (разные рынки – разные замещающие энергоресурсы при заключении контракта). Стоимость замещения у конечного потребителя (экономическая логика) всё равно определялась бы по замещаемому здесь газом энергоресурсу – углю.

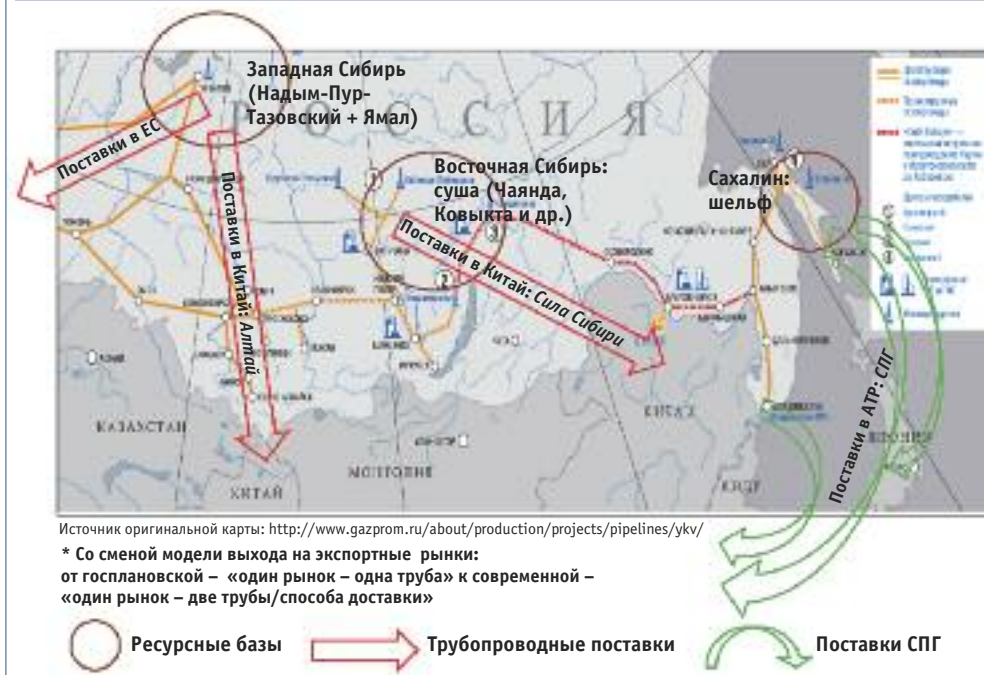
Зато возможность ценовой индексации по нефти даёт рынок СПГ, на котором в АТР исторически принята именно нефтяная привязка, то есть привязка к так называемому японскому нефтяному коктейлю (Japan Crude Cocktail – JCC). Если бы появился альтернативный способ доставки российского газа на китайский рынок в виде СПГ, это дало бы весомый материальный аргумент российским переговорщикам в пользу нефтяной индексации (помимо виртуальной для китайского потребителя аргументации – «необходимо обеспечить равнодоходность поставок в Европу и Азию», «исторические традиции контрактной структуры поставок в Европу» и т. п.).

Это, на мой взгляд, и произошло, когда возник и стал материализовываться проект по строительству завода СПГ в районе Владивостока. Оттуда «новый» сжиженный газ (поставки с единственного действующего российского завода СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» надолго законтрактованы, в основном в Японию) может доставляться не только в восточные провинции Китая через терминалы в прибрежных районах страны (альтернатива трубопроводным поставкам по «Силе Сибири»), но и в Японию и другие государства АТР. А значит, с одной стороны, есть возможность его ценовой привязки к нефтяным котировкам в данном регионе, с другой – появляется спектр потенциальных потребителей-конкурентов.

И как только было объявлено о принятии окончательного инвестиционного решения по Владивостокскому СПГ, переговорная позиция китайской стороны в отношении ценовой формулы сразу стала более податливой. В результате в упомянутом контракте удалось обеспечить «нефтяную привязку». То есть в случае с проектом Владивостокский СПГ и заключением китайского контракта я вижу не столько хронологическое совпадение, сколько причинно-следственную связь.

<sup>1</sup> Тогда контракт Гронингенского типа был запущен в обиход Нидерландами и на его основе – как инвестиционного инструмента – начал формироваться европейский рынок газа.

Рынки для российского газа: европейский и внутрисибирский (в прошлом/настоящем), те же плюс азиатский (в будущем)\*



Таким образом, роль катализатора данной сделки сыграл, по-моему, именно Владивостокский СПГ, а не западные санкции.

– Но ведь сейчас некоторые эксперты сомневаются в том, что проект Владивостокского СПГ будет реализован в обозримой перспективе и что производимый им сжиженный газ окажется конкурентоспособным на рынке АТР...

– Я думаю, что независимо от того, будет ли реализован данный проект или нет, свою историческую миссию (скажем так – первую миссию) он уже выполнил. Благодаря ему в российско-китайском трубопроводном контракте была принята формула нефтяной привязки. Она зафиксировала механизм определения цены, по крайней мере, на ближайшие три года (по истечении данного срока возможен пересмотр/адаптация этой формулы – это стандартная контрактная практика).

– То есть это своеобразный блеф...

– Я бы не стал использовать именно это слово. Оно имеет негативную коннотацию. Это – нормальная практика ведения международных переговоров, где используются аргументы в логике «если – то». Эта логика предполагает, что, если нас не устроит цена на газ в рамках трубопроводных поставок, мы будем рассматривать возможность перехода на поставки СПГ с более приемлемым для нас механизмом

ценообразования. Это один из компонентов понятия «диверсификация» для поставщика – диверсификация по способам поставки (сетевой газ и СПГ), дающая ему большую свободу выбора, чем при безальтернативных по способу поставки вариантах (только сетевой газ).

Со своей стороны, Китай ведь тоже «пугал» Россию перспективами собственной сланцевой революции. Мол, КНР вслед за США зальют мир сланцевым газом. Считалось, что именно Китай располагает самыми большими в мире ресурсами (не запасами, а именно ресурсами, что есть более умозрительная категория) сланцевого газа. Однако, как мне довелось узнать недавно на одной из конференций от коллег из шотландского Университета Данди, вроде бы Правительство Китая в феврале этого года чуть ли не вдвое сократило официальные оценки сланцевых ресурсов в стране. Не знаю, насколько эта информация соответствует действительности, но она вписывается в общую экономическую логику, описываемую известной специалистам там называемой диаграммой Арпса о динамике оценок ресурсов/запасов с течением времени. И я не расцениваю это информацию как хронологическое совпадение, а прослеживаю здесь причинно-следственную связь (с естественным лагом запаздывания) с завершившимися ранее переговорами по китайскому контракту и согласованием формулы цены, когда фактор китайского слан-

цевого газа перестал иметь переговорное значение.

Более того, ратуя за угольную индексацию, китайская сторона поначалу активно настаивала на том, чтобы продавать ей не очищенный, а жирный газ (газ Восточной Сибири богат фракциями выше  $\text{C}_4$  и высоким содержанием гелия, чем отличается от фактически сухого западносибирского сеноманского газа), то есть хотела покупать по цене энергетического угля ценное химическое сырьё, которое потом могла бы с большим удовольствием перерабатывать на построенных на своей территории предприятиях нефтегазохимии и продавать продукты переработки российского газа на экспорт, в том числе обратно в нашу страну. Но уже по совершенно другим ценам. Однако стараниями российской стороны эта бизнес-логика наших кита-

йских друзей была опровергнута принятием народнохозяйственной программы развития отечественной нефтегазохимии на базе месторождений Восточной Сибири (насколько мне известно, в этом особенно велика заслуга акад. А. Э. Конторовича).

Иными словами, каждая из сторон использовала в ходе переговоров те аргументы, которые позволяли ей добиться оптимальных для неё механизмов ценообразования, определяющих результирующие цены. С моей точки зрения, аргумент Владивостокского СПГ перевесил аргументы (изначально сомнительные для меня в силу множества факторов) якобы неизбежной «китайской сланцевой революции»...

– Так что же в отношении конкурентоспособности Владивостокского СПГ?

– Чтобы быть конкурентоспособным и эффективным (то есть иметь долгосрочную положительную рентабельность), любому проекту необходимо уложиться в ценовой диапазон между минимальной («нижней») и максимальной («верхней») инвестиционной ценой.

«Нижняя инвестиционная цена» – это цена самофинансирования (так называемая «кост-плюс»), покрывающая капитальные и эксплуатационные расходы и обеспечивающая оператору-инвестору приемлемую норму прибыли с учётом всех рисков, в том числе рисков проектного финансирования, то есть невозврата заёмных средств (доля

которых обычно достигает 70% от величины капложений). Чем выше риски (и ниже кредитные рейтинги) «триады» – страны, на территории которой реализуется проект; компаний консорциума, реализующего проект, и самого проекта, – тем выше стоимость заёмных средств (величина ставки кредитования диктуется финансовым сообществом, предоставляющим заёмное финансирование). Соответственно, тем выше требования к приемлемой норме прибыли инвестора, то есть тем больше минимальная («нижняя») инвестиционная цена.

«Верхняя инвестиционная цена» – это монетизируемая стоимость замещения. Иными словами, цена, по которой потребитель в принципе готов приобретать газ. При её превышении он может уйти на рынок другого энергетического (заменить газ другими видами энергии) или производственного ресурса (заменить газ трудом, хотя это маловероятно в нынешних условиях, или капиталом, что есть нормальная практика, например мерами по экономии и/или повышению эффективности использования энергии). Эта цена – в силу выбранной сторонами формулы привязки – зависит от конъюнктуры рынка того или иного энерго-ресурса и динамики цен на нём.

Конкурентоспособность в условиях дефицита предложения обусловлена тем, может ли покупатель платить высокую «верхнюю» цену. «Нижняя» цена при этом имеет меньшее значение – она лишь определяет разницу в положительной величине приемлемой нормы прибыли у разных проектов СПГ.

**– Но ведь сегодня цены на нефть, а за нами и на СПГ посыпались, что свидетельствует скорее об избытке предложения?**

– Верно, сегодня, в условиях сформировавшегося на мировом рынке нефти избытка предложения (на мой взгляд – в результате второй «американской сланцевой революции», на сей раз нефтяной, тогда как первая была газовой<sup>2</sup>) цены на нефть пошли вниз и потащили за собой цены на рынке СПГ в АТР, привязанные к ЖСС. Поэтому в настоящее время, когда запущено или стоит в очереди на запуск больше проектов СПГ, чем требуется для удовлетворения спроса на него, их конкурентоспособность определяется сравнительными уровнями «нижней» инвестиционной цены у разных производителей.

Чтобы определить конкурентную нишу для новых российских проектов СПГ, придётся отсеять несколько групп производителей сжиженного газа, де-факто находящихся вне конкуренции (что сделает конкуренцию среди оставшихся проектов более жёсткой).

Во-первых, это действующие производители СПГ, которые прошли инвестиционную стадию. Тем более те, кто уже окупил капиталовложения. Ибо для них «нижняя» инвестиционная цена является более низкой, чем для новых проектов, поскольку определяется только уровнем эксплуатационных затрат.

Во-вторых, это производители СПГ, которые добывают не только сухой газ, но и газ с большим содержанием жидких фракций, что обеспечивает им возможность ценового манёвра. Они могут демпинговать ниже уровня «нижней инвестиционной цены» конкурентов, вплоть до временной продажи газа по отрицательной цене (чтобы хотя бы частично компенсировать временные потери по газу за счёт реализации жидких фракций).

В-третьих, это те мощности, строительство которых уже нельзя остановить (проядена «точка невозврата») и которые при любых обстоятельствах будут введены в эксплуатацию (так как необходимо возвращать/окупать вложенные в строительство заёмные средства).

Понятно, что в таких условиях круг реальных конкурентов российских проектов СПГ существенно сужается. Но обсуждать конкретные цифры сравнительной экономической эффективности различных проектов в рамках интервью, то есть фактически вынуждать читателя «брать на веру» те или иные итоговые цифры, на мой взгляд, некорректно. Дьявол, как известно, в деталях. Для меня мало смысла имеют обсуждения без возможности предъявить конкретные выкладки, полученные, что важно, по единой методике на единой исходной базе, дабы понять, кто, что и как считал... Как быть? Тогда нужно переходить от количественного к качественному анализу.

Приходится слышать в разных аудиториях, что-де новые российские проекты (особенно госкомпаний и без иностранного участия) будут неконкурентоспособными. Доминирующая логика этих утверждений зачастую следующая: движущей силой реализации крупномасштабных инвестиционных (особенно инфраструктурных) проектов является-де стремление к элементарному «распилу бабок» или принцип «назло бабушке отморожу уши» (по-

следнее относят к мотивации создания зарубежных проектов). Но я всё же с большим уважением отношусь к своей стране и её людям, верю в человеческий разум и полагаюсь на профессионализм участников реализации проектов, в том числе СПГ (как газпромовских, так и не газпромовских), исходя, в частности, из следующего знакового газпромовского примера.

Речь идёт о Штокмане. Когда примерно в 2007 г. североамериканский рынок газа закрылся для долгосрочного импорта (в результате первой «американской сланцевой революции» – газовой), этот проект был переориентирован на рынок ЕС. Но и данный рынок после 2009 г. фактически закрылся для крупномасштабного нового газового импорта (в результате экономического кризиса, успехов ЕС в сфере повышения энергоэффективности, «эффектов домино» первой «американской сланцевой революции», ценовой конкуренции в ЕС между грязным, но дешёвым импортным углём, обязательной для потребления субсидированной электроэнергией ВИЭ и дорогим из-за нефтепродуктовой индексации контрактным газом). Стало невозможным заключение нового долгосрочного импортного контракта, без которого освоение Штокмана неосуществимо в логике проектного финансирования. Поэтому освоения месторождения было отложено до лучших времён.

Если после перерасчётов сравнительной экономики проектов, которые будут реально конкурировать с российскими за место на региональных рынках газа, отечественные окажутся менее конкурентоспособными, то их, полагаю, придётся отложить, как в своё время Штокмановский. А то, что у российских проектов СПГ есть как конкурентные преимущества, так и недостатки, вполне очевидно. Как очевидно и то, что одним из ключевых преимуществ Владивостокского СПГ, о котором и шёл поначалу разговор, является его близость к растущему рынку АТР, хотя он сидит на концах двух довольно длинных (пусть и с «эффектом масштаба») газопроводов (см. рис.).

**– Но приходилось слышать и мнения о том, что стоимость газа в «китайском контракте», несмотря на нефтяную привязку, всё же занижена...**

– Всё зависит от того, кто, что и с чем сравнивает. Я не знаю конкретной формулы цены, то есть не имею всей полноты картины. Но надо помнить, что Китай – долгосрочный оптовый покупатель. Поэтому в формуле может быть заложен пони-

<sup>2</sup> «Эффекты домино» «американской сланцевой революции» в газе я описал недавно в одной из своих статей. См.: Конопляник А. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы // ЭКО. – 2014. – № 5. – С. 111–126.



жающий коэффициент для базовой цены, это тоже стандартная контрактная практика. При прочих равных условиях, чем больше объём сделки, тем выше понижающий поправочный коэффициент для покупателя (нормальный стандартный «эффект масштаба»). И вполне закономерно, что цены для китайского контракта могут быть ниже, чем при поставках отдельных (спотовых) партий газа (в виде СПГ) в Южную Корею, Японию и другие страны АТР. Однако некорректно «в лоб» сопоставлять уровни цен в контрактных поставках и разовых сделках на рынке сетевого газа и СПГ и т. п.

К тому же когда речь идёт о таких крупных инфраструктурных проектах, как освоение восточносибирских месторождений и сооружение газопровода «Сила Сибири», нельзя считать только чисто коммерческую их эффективность, тем более отдельно по освоению месторождений, отдельно по трубе... Их основная задача (ещё раз хочу подчеркнуть, что «Газпром» – это не просто коммерческая компания, а корпорация, основным акционером которой является государство) – обеспечивать развитие территории, создавать комплексные мультипликативные социально-экономические эффекты. Это не только отраслевые, но и надотраслевые проекты (как говорили в советское время, «имеющие важное народнохозяйственное значение»).

Несомненно, перед российскими переговорщиками стояла задача долгосрочной максимизации ресурсной ренты. И я полагаю, что в итоге они с ней справились (благодаря проекту Владивостокского СПГ). Для того чтобы оценить общую пользу данного проекта для России, надо прибавить к упомянутой ресурсной ренте и генерируемые этим проектом мультипликативные эффекты, которые хорошо умел и любил считать мой (увы, покойный) старший товарищ и один из постоянных авторов Вашего журнала профессор А. А. Арбатов.

**– А как в логику поставок на китайский рынок вписывается трубопровод «Алтай», который то появлялся, то вновь уходил с повестки дня? Тем более в описанную Вами логику работы в Азии «один рынок – два способа доставки»?**

– На мой взгляд, экономическая мотивация трубопровода «Алтай» (см. рис.) является иной, нежели у «Силы Сибири», хотя оба ориентированы на китайский рынок. Освоение месторождений на суше Восточной Сибири нацелено исключительно (если доставка идёт по трубе) или на шельф о-ва Сахалин преимущественно (доставка в виде СПГ) на рынок АТР. Ресурсной же ба-

зой для «Алтая» являются действующие и новые месторождения Западной Сибири, которые исторически служат ресурсной базой для поставок в Европу. Поэтому «Алтай», на мой взгляд, будет играть роль своеобразного первого инфраструктурного моста, технического регулятора, связывающего воедино три ключевых для России газовых рынка (эту идею, насколько мне известно, давно продвигает и обосновывает академик А. А. Макаров из ИНЭИ РАН).

Первый из этих рынков – медленно растущий внутренний российский.

Второй – стагнирующий по уровню общего спроса, но в силу падения добычи в Северном море предвещающий дополнительные объёмы импортного спроса на газ европейский рынок.

Наконец, третий – быстро расширяющийся и гораздо более ёмкий по объёмам перспективного спроса рынок АТР.

На европейском рынке мы прошли пик законтрактованных объёмов поставок газа, которые снижаются с нынешних 180 млрд м<sup>3</sup> до 50 млрд м<sup>3</sup> к 2035 г. Поэтому перед Россией и «Газпромом» стоит стратегический выбор: какую часть его объёмов, высвобождаемых по истечении контрактных обязательств на европейском направлении, вновь отправлять на рынки ЕС в той или иной форме (по модифицируемым срочным контрактам или в виде спотовых поставок), а какую перенаправить на китайский рынок. Для реализации этой цели (в её второй части) и служит трубопровод «Алтай».

**– Помимо восточносибирской эпопеи, сегодня всё большее внимание в России уделяется освоению нетрадиционных ресурсов нефти и газа. Как Вы оцениваете перспективы данной деятельности?**

– Прежде всего, надо отметить, что в настоящее время нет единого понимания того, что же считать «нетрадиционными ресурсами углеводородов». В «Нефти России» недавно была опубликована интересная статья, в которой автор предприняла попытку свести эти многообразные понятия воедино<sup>3</sup>. Но насколько я могу судить, основной принцип классификации сегодня – геологический. А я предлагаю взглянуть на эту проблему с экономической точки зрения.

Вопрос должен стоять так: рентабельно или нерентабельно при нынешнем уровне развития технологий разрабатывать те или иные ресурсы (независимо от того, как они называются и классифицируются «по геологии»)? Таким образом, в эту категорию, в моём понимании, попадают

все неосваиваемые по причине дороговизны (нерентабельности) энергоресурсы. И те, которые попали под санкции (глубоководный, в том числе арктический, шельф, сланцевые углеводороды), и те, которые под них не попали, но не эксплуатируются, например, в силу запретительной для инвестиционной деятельности отечественной налоговой политики или забюрократизированных административно-разрешительных процедур.

Есть два пути перевода ресурсов из категории нерентабельных (а потому «нетрадиционных») в рентабельные (а потому «традиционные»). Первый – совершенствование уже имеющихся «традиционных» технологий с целью постепенного снижения издержек (эволюционный НТП); движение по «кривой обучения», соответствующей этим технологиям; наработка практики более эффективного их использования. Второй – создание (или, в случае отдельной страны, импорт) новых прорывных технологий. Это так называемый революционный научно-технический прогресс, который «сбрасывает вниз» всю кривую обучения, движение по которой будет продолжено в рамках совершенствования новой, ставшей «традиционной» прорывной технологии. Именно импорт некоторых прорывных для нашей страны западных технологий был закрыт антироссийскими санкциями.

Наглядный свежий пример второго пути – «американская сланцевая революция». Этот тип ресурсов давно и хорошо известен во всём мире, в том числе и в нашей стране. В Ленинградской области существует город Сланцы, где велась добыча данных полезных ископаемых, а журнал «Нефтяное хозяйство», который недавно отметил 85-летие, в 1920 годы назывался «Нефтяное и сланцевое хозяйство». Но получить из сланцев рентабельный сухой газ не выходило до тех пор, пока не удалось сложить вместе три известные технологии, каждая из которых также являлась революционной, – горизонтальное бурение, гидроразрыв и трёхмерную сейсмику. В совокупности они позволили значительно снизить издержки извлечения сланцевого газа. А дальше сработал комплекс факторов, о которых я написал в своей упомянутой статье в «ЭКО».

Но прежде чем бизнесу удалось сделать этот «простой» шаг, американское правительство 30 лет (после обнародования в 1977 г. национальной программы «Энер-

<sup>3</sup> Горячева А. Что такое нетрадиционная нефть? // Нефть России. – 2014. – № 10. – С. 28–32.

гетическая независимость») вкладывало серьёзные финансовые средства в фундаментальные исследования по широкому спектру возможных направлений снижения импортной энергозависимости. Большую роль сыграло («эффект триггера» – первой костяшки «эффекта домино») упорство идеолога «сланцевой революции» – миллиардера Джорджа Фидеаса Митчелла, который потратил огромные суммы и 15 лет своей жизни на достижение данной цели.

#### – Есть ли у России возможность пойти по этому «революционному пути»?

– Возможность есть всегда – вспомним все технологические достижения времён СССР, особенно в области ядерной энергии, освоения космоса, ВПК. Проблема, на мой взгляд, в «цене вопроса», то есть в соотношении затрат и результата.

Если речь идёт о сланцевых углеводородах (которые сегодня чаще всего относят к «нетрадиционным» энергоресурсам), то их освоение – не самоцель. Я не убеждён, что нам надо быстрее выходить в данной сфере за пределы стадии НИОКР. Причём не оттого, что мы не можем сами этого сделать, а оттого, что сейчас, на мой взгляд, нет широкомасштабной коммерческой необходимости (экономической целесообразности) в системе «затраты – результат». Не думаю, что нужно стремиться выходить на широкомасштабное освоение сланцевых углеводородов только потому, что это сделали энергодефицитные в то время США и их опыт пытаются повторить некоторые другие страны, которые не располагают такой ресурсной базой традиционных углеводородов, какая есть у нас. Вспоминается разорительный опыт противодействия СССР «угрозе СОИ» (стратегическая оборонная инициатива) со стороны США – во многом виртуальной и успешно срежиссированной самим Вашингтоном для экономического изматывания СССР.

На мой взгляд, не нужно ставить в качестве приоритетной задачи развития российского НГК (шире – российской энергетики) реализацию высокочрезвычайных и крупномасштабных добычных проектов, нацеленных на введение в коммерческое использование новых классов/категорий «нетрадиционных» энергоресурсов, чтобы в первую очередь увеличить поставки энергии. В системе «затраты – результат» приоритизация целей должна выстраиваться по принципу «лучше меньше, да лучше». То есть надо в первую очередь более эффективно использовать уже произведённую энергию.

Вот именно в этой сфере необходимо генерировать прорывные разработки.

#### – А какова здесь роль санкций?

– Против России введены западные санкции – технологические и финансовые. По моему мнению, они являются не конъюнктурным, а долгоиграющим фактором. Ограничение доступа к передовым технологиям станет для нас препятствием на пути осуществления высокотехнологичных проектов по освоению нетрадиционных ресурсов в области добычи, а закрытие англосаксонских рынков долгосрочного и даже среднесрочного финансирования приведёт к существенному удорожанию и сокращению возможностей для инвестирования в такие проекты. Возможность замещения англосаксонских финансовых рынков азиатскими и другими рынками, в том числе средствами Фонда национального благосостояния (ФНБ), за которыми выстроилась очередь, с моей точки зрения, довольно ограничена.

Но, как говорят китайцы, кризис всегда открывает новые возможности. Мне представляется, что ныне создаются благоприятные условия, например, для более активной разработки и использования технологий повышения нефтеотдачи («интенсификации добычи»). Во-первых, они менее капиталоемкие, чем те передовые технологии «экстенсификации добычи», которые попали под санкции. Во-вторых, они применяются на действующих месторождениях, то есть не требуют создания новой общеэкономической инфраструктуры (линий электропередачи, дорог и т. д.). В-третьих, их использование связано с меньшими экологическими рисками, чем разработка новых месторождений в Восточной Сибири и тем более в Арктике, для которой до сих пор не создано безопасных технологий глубоководной добычи.

Методы повышения нефтеотдачи в данной ситуации получают новую конкурентную нишу, обретают дополнительную конкурентоспособность. Поэтому, с моей точки зрения, неизбежен пересмотр инвестиционных стратегий компаний с целью их адаптации к новым вызовам за счёт более широкого применения технологий увеличения ресурсного потенциала (остаточных доказанных извлекаемых запасов) действующих месторождений.

#### – Но ведь выбор той или иной модели технического прогресса зависит не только от самих компаний, но и от внешних экономических условий, от политики государства...

– Безусловно. В любой экономической системе структура выручки (цены) вклю-

чает три компонента – издержки, налоги и прибыль. И если издержками компании можно в той или иной степени управлять, то налоги и соответственно прибыль (через механизм переноса рисков инвестиционной деятельности на приемлемую для бизнеса норму прибыли) полностью зависят от государства.

Поэтому первоочередная задача государства-собственника недр, по моему, заключается не в том, чтобы экономически стимулировать отечественный НГК к наращиванию всё более дорогостоящей добычи (тем более за счёт средств ФНБ), а в том, чтобы, во-первых, стимулировать повышение эффективности использования уже добытых углеводородов/энергоресурсов во всех звеньях соответствующих энергетических цепочек, а во-вторых, стимулировать повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях.

В случае с трудноизвлекаемыми запасами можно, конечно, идти по пути предоставления точечных льгот недропользователям. Но, признаться, я сильно не люблю слово «льготы» и считаю такой путь повышения инвестиционной привлекательности российской экономики (создание индивидуальных временных преференций в ручном режиме управления ими) тупиковым. Нужно создать нормальный, инвестиционно-ориентированный, законодательно закреплённый режим дифференцированного (а лучше – индивидуализированного) налогообложения, стимулирующий снижение издержек для тех категорий ресурсов, которые мы относим к нетрадиционным, то есть для нерентабельных в настоящее время.

Моя позиция достаточно широко известна: я выступаю за «инвестиционное меню» – законодательно закреплённый набор (матрица) различных инвестиционных режимов в недропользовании: стандартный лицензионный, лицензионный с дифференцированными изъятиями, концессионный, СРП. Общее понижение налоговой нагрузки в результате оптимального выбора инвестиционных режимов недропользования позволит расширить базу налогообложения и тем самым увеличить поступления в бюджет.

Снижение уровня коммерческих рисков, в частности связанных с издержками государственного администрирования, дало бы компаниям возможность работать с меньшей приемлемой нормой рентабельности, а значит, опять-таки вовлекать в разработку больший объём нетрадиционных (то есть нерентабельных сегодня) энергоресурсов. ■

# На пути к новому равновесию



**Противоречивые тенденции в сфере мирового нетто-импорта оказывают сильное влияние на уровень мировых цен на нефть**

**Леонтий ЭДЕР,**  
кандидат экономических наук, доцент, заведующий отделом  
Института нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН,  
руководитель специализации «Экономика и управление в энергетическом секторе» Новосибирского государственного университета (НГУ);

**Ирина ФИЛИМОНОВА,**  
кандидат экономических наук, доцент, ведущий научный сотрудник  
ИНГГ, заведующая кафедрой политической экономии ЭФ НГУ;  
**Ирина ПРОВОРНАЯ,**  
кандидат экономических наук, доцент, научный сотрудник ИНГГ;  
**Алёна ДЯКУН,**  
младший научный сотрудник ИНГГ

Изменение цен на нефть – самое обсуждаемое событие в мире начиная со второй половины 2014 г., вовлечшее в дискуссию практически всё экспертное и бизнес-сообщество. Тенденции, наблюдаемые на мировом нефтяном рынке, могут быть объяснены на базе анализа изменений нетто-импорта и нетто-экспорта крупнейших регионов – потребителей и производителей нефти.

Резкое падение нефтяных цен во второй половине 2014 г. некорректно считать спланированной акцией, реализованной в коротком временном промежутке – в течение года. Анализ динамики мирового нетто-импорта/экспорта показывает, что на протяжении всего посткризисного периода (2011–2015 гг.)

на рынке стабильно нарастал и формировался крупный профицит мощностей по добычи, что послужило одним из факторов падения цен.

В 2015 г. мировой нетто-импорт сохранил тенденцию к сокращению, которая началась в 2011 г., что негативно скажется на восстановлении цены. С одной стороны, продолжает расти спрос на нефть со стороны Азиатско-Тихоокеанского региона, несмотря на то что темп прироста этого показателя существенно замедлился. С другой стороны, в Северной Америке нетто-импорт по-прежнему сокращается, хотя динамика также значительно замедляется. Поэтому в ближайшей и среднесрочной перспективе в условиях дальнейшего уменьшения глобального нетто-импорта сложно ожидать быстрого восстановления цен. Ситуация может измениться только в случае симметричного сокращения добычи крупнейшими странами-экспортёрами, прежде всего членами ОПЕК, в объёме не менее 1 млн барр. (50 млн т) в год.

В низких ценах заинтересованы не только США, которые надеются оказать политическое давление на ряд стран-экспортёров углеводородного сырья, но и значительное количество других игроков. Это как нетто-импортёры (страны АТР и Европы), так и нетто-экспортёры, которые имеют низкий уровень издержек добычи (Саудовская Аравия), что даёт им преимущество перед их основными конкурентами (Северная Америка, Россия, Иран, Венесуэла).

### ИМПОРТ МАКРОРЕГИОНОВ

История развития мирового рынка нефти и формирования цен на неё (от внутрифирменного ценообразования международными нефтяными компаниями до современной системы, основанной на биржевой торговле) связана с высокой вовлечённостью данного вида сырья в межрегиональную систему поставок. Специфика установления цен заключается в том, что нефть является глобальным (трансграничным) товаром, так как основные центры добычи и потребления преимущественно не совпадают. Рост спроса и предложения в мире привёл к расширению международной торговли, развитию международной и межрегиональной систем поставок. Именно это предопределило тот факт, что и реальная нефть, и финансовые инструменты по торговле ею стали самыми распространёнными товарами на крупнейших мировых биржевых площадках.

В настоящее время около 66% всей потребляемой нефти в мире пересекает международные границы. Увеличение этого показателя происходило на протяжении последних десятилетий (см. рис. 1). Только в период с 2001-го по 2007 г. доля сырья, поставляемого по экспортно-импортным операциям, возросла с 62 до 68%. При этом динамика расширения трансграничных поставок значительно опережала темп роста потребления, что указывает на снижение уровня самообеспечения крупнейших рынков. После мирового финансово-экономического кризиса 2008 г. вместе с падением потребления нефти сократился и объём сырья, пересекающего границу. Но уже с 2010 г. продолжилась прежняя тенденция.

В связи с этим мировой рынок нефти можно анализировать с разных позиций. С одной стороны, его можно рассматривать в плане взаимодействия спроса и предложения как такового. В этом случае изучается большое количество стран и регионов с точки зрения добычи, потребления, экспорта, импорта сырья и нефтепродуктов.

С другой стороны, можно исследовать соотношение спроса и предложения только в той части, которая связана с внешними поставками за пределы регионов. В этом случае нетто-импорт свидетельствует о степени вовлечённости региона в международную систему торговли.

Такой подход имеет ряд преимуществ и позволяет, во-первых, провести достаточную агрегацию рынка. Минимальным единичным объектом может выступать и отдельная страна, но в итоге большее удобство представляет группирование го-

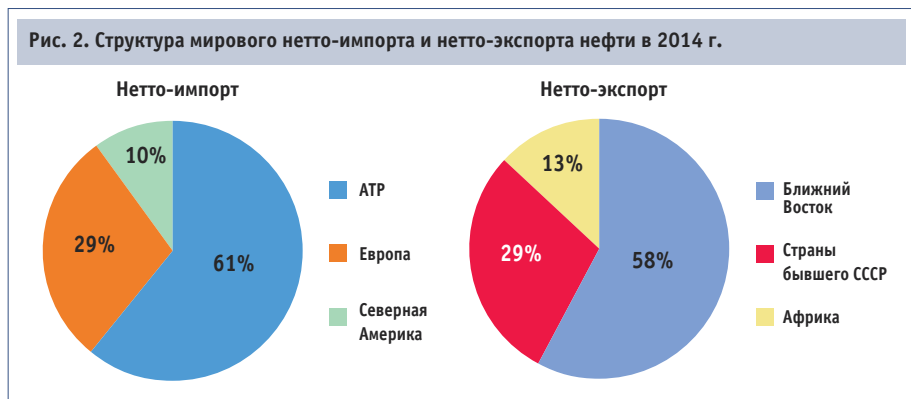


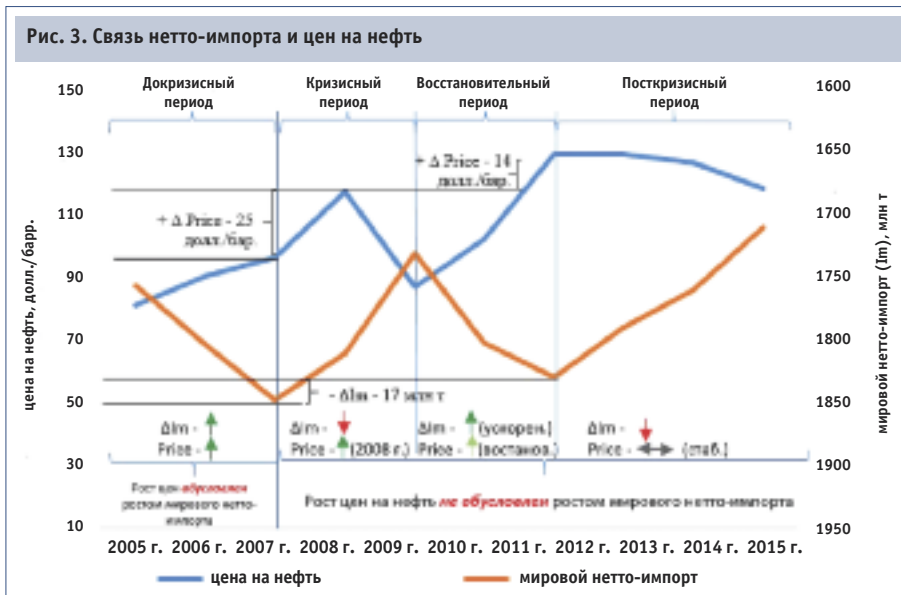
сударств в относительно крупные макрорегионы, где страны экономически, политически, географически и технологически связаны друг с другом. Например, самообеспеченность США нефтью составляет около 54%. Но в то же время Канада ориентирована на поставки «чёрного золота» в Соединённые Штаты и соединена с ними магистральной системой нефтепроводов. Кроме того, в этой стране работают крупнейшие американские нефтяные компании. Поэтому целесообразно рассматривать самообеспеченность нефтью не США как отдельной страны, а Североамериканского региона в целом. В этом случае данный показатель равен 87%. То же самое касается и Европы.

Во-вторых, появляется возможность чётко структурировать рынок с позиций его основных игроков – нетто-импортёров и экспортёров, – осуществляющих предложение и предъявляющих спрос на внешние поставки. В настоящее время в мире выделяется три крупнейших рынка, которые являются нетто-импортёрами, – АТР, Северная Америка и Европа (см. рис. 2, табл. 1). Объём глобального нетто-импорта можно рассчитать, как сумму нетто-импорта этих трёх регионов. Кроме того, существует 4 крупных макрорегиональных нетто-экспортёра: Ближний Восток, Африка, страны бывшего СССР и Южная Америка. Южная Америка (прежде всего, за счёт Венесуэлы и Бразилии) является нетто-экспортёром,

**Табл. 1. Регионы нетто-импортёры и нетто-экспортёры нефти в 2014 г., млн т**

	Потребление	Производство	Нетто-импорт/экспорт
<i>Нетто-импортёры</i>			
АТР	1439,4	391,3	1048,1
Европа	661,1	155,8	505,4
Северная Америка	1028,6	853,0	175,6
<i>Нетто-экспортёры</i>			
Ближний Восток	397,5	1355,6	958,0
Страны бывшего СССР	214,2	684,0	469,9
Африка	176,4	388,0	211,6
Южная Америка	321,0	373,6	52,6





но быстрый рост внутреннего потребления постепенно выводит этот регион на уровень самообеспечения. Соответственно, масштаб поставок этих четырёх регионов позволяет рассчитать объём глобального нетто-экспорта, который отражает потребности крупнейших мировых рынков во внешних источниках сырья.

В-третьих, выявляется тенденция развития спроса и предложения внутри каждого региона. Например, сокращение потребления нефти в Европе может отражаться на объёмах импорта, однако симметричное падение предложения в регионе в итоге стабилизирует спрос на внешние поставки. А стабильно высокий спрос на нефть в США не является гарантом наличия устойчивой системы импорта, поскольку необходимо учитывать расширение добычи за счёт нетрадиционных источников углеводородов.

### КАК НЕТТО-ИМПОРТ ВЛИЯЕТ НА ЦЕНЫ?

При анализе связи между мировым нетто-импортом и ценами на нефть в 2000 годы и в первой половине 2010-х необходимо выделить два этапа: 2000–2007 гг. и 2008–2015 гг.

На первом из этих этапов рост цен на нефть был обусловлен перманентным увеличением мирового нетто-импорта (см. рис. 3). К 2007 г. он достиг максимального значения за всю историю мирового рынка нефти и составил около 1850 млн т.

На втором этапе такой взаимосвязи не наблюдалось. В 2008 г. в результате глобального финансово-экономического кризиса спрос на внешние поставки нефти стал сокращаться. При его уменьшении на

34 млн т среднегодовая цена на нефть возросла почти на 25 долл./барр. На кризисную ситуацию котировки среагировали только в середине 2008–2009 гг.

После 2009 г. нетто-импорт нефти начал расти. Но его объём не превзошёл максимальный уровень 2007 г., хотя вплотную приблизился к нему (1830 млн т). На фоне неполного восстановления спроса на внешние поставки темпы роста цен ускорились и в 2011 г. они превосходили докризисную планку ещё на 10 долл./барр.

После 2011 г. началось планомерное снижение нетто-импорта. По масштабам оно было сопоставимо с ситуацией, которая сложилась в период мирового финансово-экономического кризиса. В 2013–2014 гг. внешние поставки сократились до уровня 2009 г. и составили 1750 млн т. Однако цены на нефть практически не реагировали на это. Так, за период 2011–2013 гг. нетто-импорт уменьшился на 50 млн т, в

то время как котировки составляли 105–110 долл./барр. И лишь во второй половине 2014 г., когда данный показатель упал ещё на 50 млн т, цены снизились в среднем годовом выражении до 90 долл./барр. Следует отметить, что в начале 2015 г. в отдельные дни цена на нефтяные фьючерсы опускалась до уровня 25 долл./барр.

Воздействие внешних поставок на цену было в значительной степени нивелировано в результате развития спекулятивного рынка нефти (рынка «ожиданий»). С 2008 г. флуктуации на рынке физической нефти не находили симметричного изменения в котировках, за исключением периода кризиса 2008–2010 гг. Также необходимо отметить, что реакция цен на изменение нетто-импорта происходила с существенным лагом.

### ТРИ ОПЛОТА НЕТТО-ИМПОРТА

Как уже отмечалось, крупнейшими мировыми энергетическими рынками, формирующими нетто-импорт нефти, являются североамериканский, азиатско-тихоокеанский и европейский. Поэтому их детальный анализ позволит понять общую динамику этого показателя.

*Азиатско-Тихоокеанский регион* – крупнейший в мире как по объёму потребления нефти (около 1440 млн т), так и по спросу на внерегиональные поставки (около 1050 млн т), что примерно в два раза больше нетто-импорта в Европе (см. рис. 4). В АТР на уровень спроса на «чёрное золото» практически не повлиял кризис 2008–2009 гг. А в целом за последнее десятилетие потребление нефти там возросло более чем на 300 млн т в год! В то же время добыча практически не изменилась и варьировалась в диапазоне 380–400 млн т. В результате расширяющийся спрос покрывался только за счёт внешних поставок.

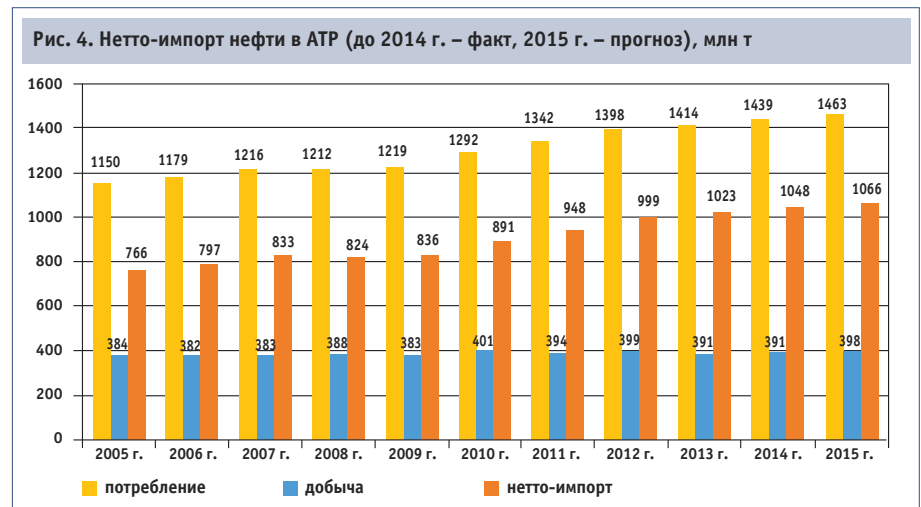


Рис. 5. Нетто-импорт нефти в Европе (до 2014 г. – факт, 2015 г. – прогноз), млн т

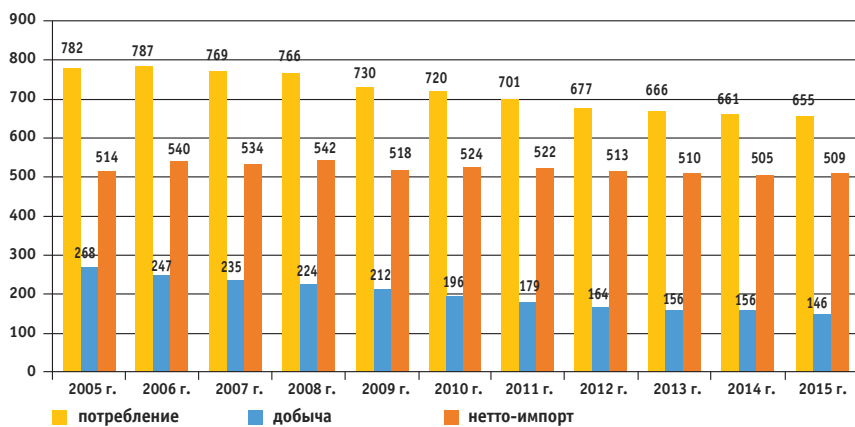
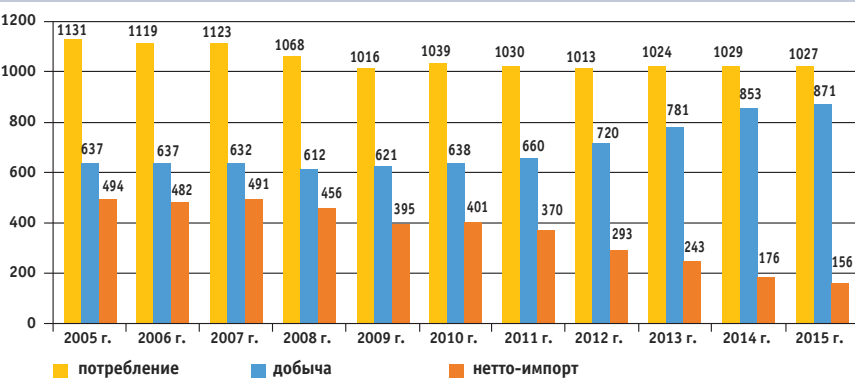


Рис. 6. Нетто-импорт нефти в Северной Америке (до 2014 г. – факт, 2015 г. – прогноз), млн т



Если не учитывать кризисные 2008–2009 гг., когда нетто-импорт стран АТР находился на постоянном уровне, то в течение 2000 годов, вплоть до 2012-го, темпы прироста данного показателя не снижались. Однако после 2012 г. они существенно замедлились. Их очередное сокращение произошло после 2014 г. вследствие замедления динамики роста экономики региона в целом, прежде всего Китая.

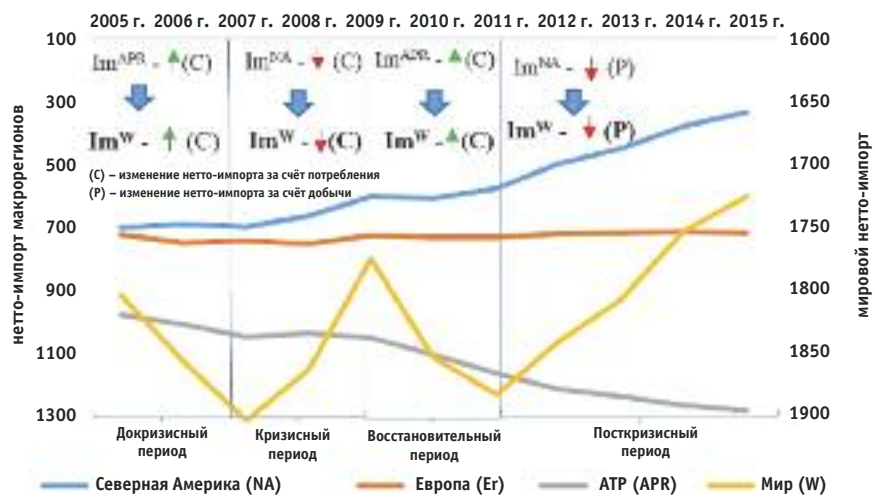
Европа – третий по совокупному потреблению регион в мире (около 660 млн т), но второй по спросу на внешние поставки (примерно 500 млн т). В Старом Свете с середины 2000-х наблюдается перманентное сокращение спроса на «чёрное золото», что связано с реализацией программ по повышению энергоэффективности экономики и эффективности использования топлива на транспорте, продолжающимся вытеснением средних дистиллятов из энергетики (см. рис. 5). В результате за последнее десятилетие спрос на нефть в Европе уменьшился больше чем на 100 млн т. Однако истощение ресурсно-сырьевой базы на шельфе северных морей, омывающих Норвегию и Великобри-

При более детальном рассмотрении можно отметить, что потребление нефти сокращается чуть быстрее, чем добыча. Этому в значительной мере способствовал мировой финансово-экономический кризис. В результате с 2008 г. наметилось снижение спроса на внешние поставки.

Северная Америка, включая США, Канаду и Мексику, – второй по объёмам потребления рынок нефти (около 1030 млн т), но третий по масштабам спроса на внешние поставки (176 млн т). На протяжении 2000 годов, вплоть до 2007 г., он характеризовался относительно стабильным нетто-импортом – на уровне 480–490 млн т (см. рис. 6). Этот процесс обеспечивался небольшими ежегодными флуктуациями спроса и ещё менее интенсивными изменениями уровня предложения. В 2008–2010 гг. страны Северной Америки, прежде всего США, сначала существенно сократили (примерно на 100 млн т), а затем стабилизировали потребление нефти (на уровне 1015–1040 млн т в год). При одновременном небольшом снижении предложения это вызвало ощутимое сокращение нетто-импорта – до 390–400 млн т.

С 2010 г. динамика уменьшения спроса на внешние поставки в Северной Америке ускорилась, но в отличие от периода 2008–2010 гг. это было связано с интенсификацией добычи нетрадиционных углеводородов. То есть доминирующим фактором

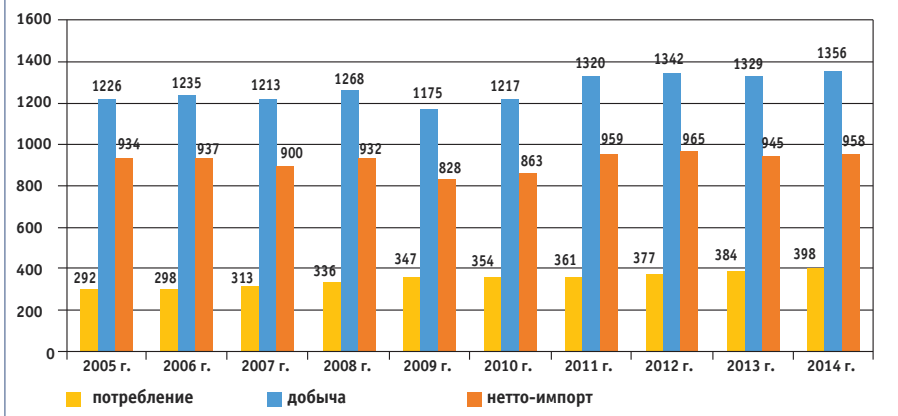
Рис. 7. Вклад нетто-импорта отдельных регионов в мировой нетто-импорт нефти (до 2014 г. – факт, 2015 г. – прогноз), млн т



танию, приводит к тому, что не менее быстрыми темпами снижается и добыча нефти в Европе – более чем на 100 млн т за аналогичный период. В итоге нетто-импорт остаётся относительно стабильным и варьируется в диапазоне 540–510 млн т.

стало расширение предложения нефти. Только за последние несколько лет нетто-импорт Северной Америки сократился почти в два раза – с 401 до 176 млн т! Именно данный факт стал определяющим в уменьшении нетто-импорта в мире в це-

Рис. 8. Нетто-экспорт нефти с Ближнего Востока, млн т



лом. По абсолютному значению это сокращение сопоставимо с изменением всего глобального спроса на внешние поставки в самую острую фазу кризиса – 2008–2010 гг. Такая быстрая динамика может привести к переформатированию мирового рынка нефти в целом.

Что касается мира, то с середины 2000 годов и вплоть до момента развёртывания финансово-экономического кризиса основной прирост нетто-импорта осуществлялся, прежде всего, за счёт увеличения спроса со стороны АТР (см. рис. 7, табл. 2). Незначительный вклад внесла Европа, но, в общем, глобальная динамика внешних поставок была неустойчивой.

В наиболее острую фазу кризиса – 2007–2009 гг. – спрос на нетто-импорт сократился в первую очередь за счёт Северной Америки. В то же время в АТР и Европе он был относительно стабильным.

Посткризисный период необходимо разделить на два основных этапа – до и после

2011 г. Быстрое восстановление спроса на внешние поставки обусловлено продолжающимся наращиванием потребления в странах АТР, в то время как нетто-импорт в Европе и США оставался преимущественно стабильным.

После 2011 г. началось снижение нетто-импорта. При этом имели место две диаметрально противоположные тенденции – его сокращение в Северной Америке и увеличение в АТР. Но интенсивность этих двух процессов была различной, первый оказался гораздо мощнее...

### Взгляд со стороны поставщиков

Ближний Восток – крупнейший поставщик нефти на мировой рынок (чуть менее 1 млрд т), в два раза превосходящий по данному показателю страны бывшего СССР. За последнее десятилетие его нетто-экспорт незначительно, но возрос (см. рис. 8). В период кризиса 2008–2010 гг. страны Персид-

ского залива существенно сократили поставки нефти (почти на 100 млн т). Однако в восстановительный и посткризисный периоды они не только достигли предкризисного уровня, но и существенно превзошли его. Когда мировой нетто-импорт сокращался, данные государства активно наращивали свой нетто-экспорт и занимали нишу, контролировавшуюся ранее странами Африки. Поэтому мнение о том, что ближневосточные монархии отказываются уменьшать поставки из-за того, что их доля на рынке в 2008–2010 гг. и так снизилась, является безосновательным.

Страны бывшего СССР являются вторым по объёму поставщиком нефти на мировой рынок, значительно уступая Ближнему Востоку. В посткризисный период добыча в России, Казахстане и Азербайджане выросла незначительно, хотя в целом можно говорить об определённой стабилизации этого показателя. При некотором расширении потребления нефти в регионе нетто-экспорт установился на уровне 470 млн т (см. рис. 9).

С 2008 г. страны Африки существенно сократили свою долю в структуре поставок нефти на мировой рынок – с 335 до 212 млн т (см. рис. 10). Такая ситуация связана одновременно и с уменьшением добычи в регионе, и с существенным наращиванием потребления сырья. Кроме того, значительное влияние оказала неустойчивая политическая ситуация в Ливии.

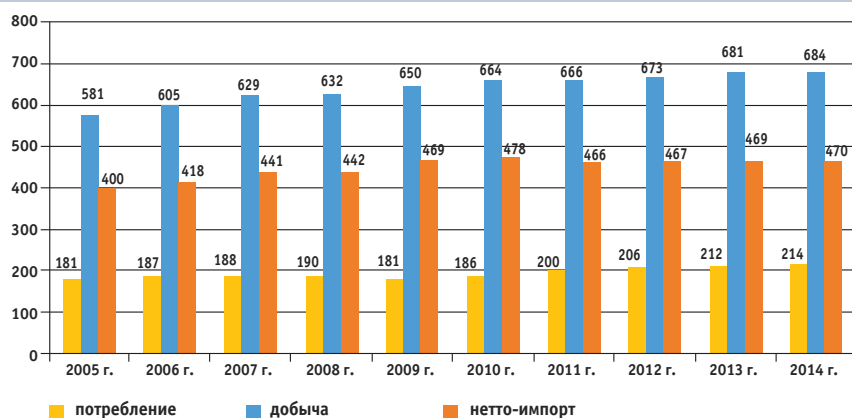
### Роста цен ждать не стоит?

Анализ динамики нетто-импорта и нетто-экспорта нефти свидетельствует о том, что на протяжении всего посткризисного периода (2011–2015 гг.) планомерно фор-

Табл. 2. Нетто-импорт нефти в мире по источникам его формирования, млн т

Регион	Нетто-импорт	Докризисный период 2005–2007 гг.		Период кризиса 2008–2009 гг.		Восстановительный период 2010–2011 гг.		Посткризисная динамика 2012–2015 гг.	
		Значение на начало периода	Изменение за период	Значение на начало периода	Изменение за период	Значение на начало периода	Изменение за период	Значение на начало периода	Изменение за период
Европа	Всего	514	20	542	–24	524	–2	513	–4
	За счёт спроса		–13		–36		–19		–22
	За счёт предложения		33		12		17		18
АТР	Всего	766	67	824	12	891	57	999	66
	За счёт спроса		66		7		50		65
	За счёт предложения		1		5		7		1
Северная Америка	Всего	494	–3	456	–61	401	–31	293	–161
	За счёт спроса		–8		–52		–9		14
	За счёт предложения		5		–9		–22		–175
Мир, всего	Всего	1772	84	1822	–72	1814	25	1803	–99
	За счёт спроса		45		–80		22		56
	За счёт предложения		39		8		3		–156
	Динамика		Рост		Сокращение		Рост		Сокращение
Определяющий фактор роста		Спрос в АТР		Спрос в Северной Америке		Спрос в АТР		Предложение в Северной Америке нивелирует спрос в АТР	

Рис. 9. Нетто-экспорт нефти из стран бывшего СССР, млн т

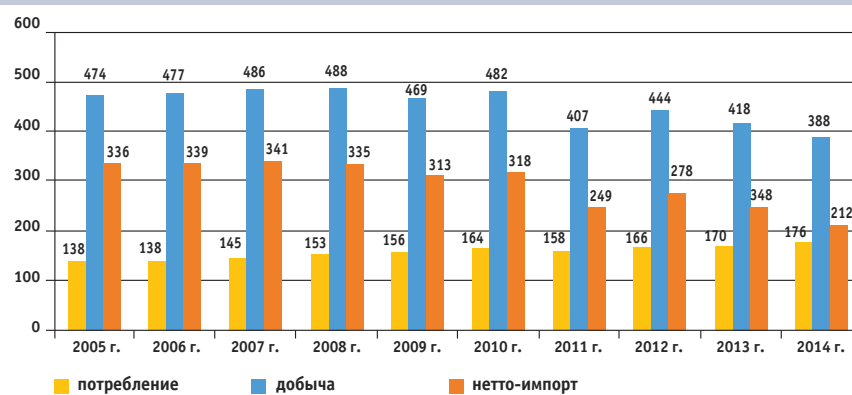


мировался профицит текущих мощностей по добыче сырья, который в последующем и повлиял на падение цен. Так, в 2011–2014 гг. общий объём спроса на внешние поставки сократился на 110 млн т. Только в 2014 г. он снизился не менее чем на 50 млн т. Развитие негативной ситуации отчасти сдерживалось тем, что после 2008 г. цены не были тесно связаны с изменением мирового нетто-импорта. Кроме того, сокращение добычи в Африке в результате действия военно-политических факторов не позволяло переизбытку достичь критических величин.

В результате сформировавшийся профицит мощностей по добыче повлиял на динамику цен, фактически обрушив их, только через несколько лет. Ожидалось, что ситуация стабилизируется благодаря сокращению предложения, то есть вне-региональных поставок. Прежде всего, со стороны стран ОПЕК, взявших на себя функции мирового регулятора добычи и экспорта. Поэтому эксперты предполагали, что государства ОПЕК примут решение об уменьшении своего производства не менее чем на 1 млн барр./сут. Но этого не произошло...

Как же будут вести себя различные участники рынка на фоне снижения цен на сырьё? Страны Ближнего Востока, прежде всего Саудовская Аравия, на которую приходится около половины всей добычи ОПЕК, отличаются невысокими издержками добычи. И в период низких цен они заинтересованы в дестабилизации ситуации с производством сланцевой нефти в США, что может привести к увеличению спроса на внешние поставки со стороны Североамериканского региона. Кроме того, Саудовская Аравия, поддерживая низкие цены на «чёрное золото», создаёт существенные трудности другим крупнейшим про-

Рис. 10. Нетто-экспорт нефти из Африки, млн т



изводителям нефти в регионе. Например, Ирану – своему главному конкуренту на Ближнем Востоке, – а также ряду стран с нестабильной и зависимой от нефтяных цен экономикой – России и Венесуэле. Эти государства ограничены в финансовых ресурсах, позволяющих смягчить эффект сокращения нефтяных доходов.

Азиатско-Тихоокеанский регион, как крупнейший нетто-импортёр нефти в мире, наряду с Европой и Северной Америкой, заинтересован в поддержании низких цен на нефть. Это обеспечит экономические преимущества для экономики, прежде всего для потребительского сектора, сферы услуг, автомобильной, химической и других отраслей.

В странах Северной Америки, прежде всего в США, в условиях снижения цен на нефть часть мощностей по добыче сланцевой нефти становится нерентабельной. По данным Управления энергетической информации США (EIA), в апреле 2015 г. рост производства на сланцевых месторождениях существенно замедлился. На трёх (из семи крупнейших) месторожде-

ниях (Баккен, Игл Форд и Ниобрар) добыча и вовсе стабилизировалась. Тем не менее сланцевый фактор продолжает негативно воздействовать на мировые нефтяные цены и вносит элемент неопределённости в дальнейшее экономическое развитие стран, бюджеты которых ориентированы на экспорт сырья.

Стремительное снижение цен на нефть приводит к выбыванию и части других (помимо сланцевых) добычных мощностей с высокими издержками. В результате объёмы производства сырья могут сократиться, что станет стимулом к увеличению спроса на внешние поставки. В итоге возникнет новое равновесное состояние на рынке нефти.

По оценкам EIA, с учётом корректировки ИНГГ СО РАН, в 2015 г. мировой нетто-импорт сократится на 10–15 млн т. При этом будут одновременно действовать две противоположные тенденции. С одной стороны, в АТР спрос на внешние поставки увеличится на 18 млн т (спрос в целом составит около 1066 млн т). Однако динамика увеличения потребностей в импорте замедляется на фоне сокращения темпов экономического развития. С другой стороны, в Северной Америке в 2015 г. продолжится уменьшение нетто-импорта нефти, хотя в целом данный процесс также замедлится по сравнению с предыдущими годами.

Сложно ожидать значительного восстановления цен на нефть, если не произойдёт симметричного сокращения добычи в крупнейших странах-поставщиках, главным образом Ближнего Востока. Поэтому равновесная цена на уровне 50–65 долл./барр., прогнозируемая рядом инвестиционных банков и исследовательских организаций для 2015 г. и ряда последующих лет, выглядит справедливой. ■



# Кластерный подход к импортозамещению



**Благодаря ему Башкортостан собирается не только обеспечить развитие собственной добычи и переработки, но и стать технологическим лидером в масштабах России**

Введённые против России финансовые и технологические санкции, а также падение стоимости нефти и общий экономический кризис в стране ставят под вопрос осуществление целого ряда добычных проектов в новых нефтегазоносных провинциях. На этом фоне возрастает роль старых НПЗ, где производство углеводородного сырья прошло свои пики. Они могут, с одной стороны, обеспечить поддержание объёмов добычи в стране за счёт повышения нефтеотдачи пластов и других технологических мероприятий. А с другой стороны, способны стать надёжной базой для создания и апробирования импортозамещающих отечественных технологий и оборудования.

Одним из таких регионов является Республика Башкортостан. Несмотря на высокую степень истощённости нефтегазовых месторождений, в этом субъекте РФ удаётся поддерживать стабильные объёмы добычи благодаря ответственному отношению к вопросам недропользования. В условиях кризиса республика взяла на себя большой объём работ в сфере импортозамещения, создав на своей территории целый ряд технологических кластеров. О том, как этого удалось добиться, «Нефти России» рассказал заместитель премьер-министра Правительства Республики Башкортостан Дмитрий ШАРОНОВ.



«Сибур»

## НАША СПРАВКА



Дмитрий Владимирович ШАРОНОВ родился 21 сентября 1969 года в Уфе. Окончил Уфимский государственный авиационный технический университет (УГАТУ, ранее Уфимский авиационный институт) и Башкирскую академию государственной службы и управления при Президенте Республики Башкортостан.

В 1991–1994 гг. занимал должность генерального директора ООО «Триза-Уфа», в 1993–1996 гг. – исполнительного директора ООО «Полар», в 1995–1997 гг. – генерального директора АО «Росфинсервис».

В 1998–1999 гг. проходил обучение и стажировку по программе Академии народного хозяйства в ФРГ. В 1999–2000 гг. являлся представителем в России компании OWZ-Bayer, а в 2000–2002 гг. – Немецкой академии Нижней Саксонии.

В 2000–2002 гг. Д. Шаронов занимал пост генерального директора Фонда поддержки инноваций, в 2002–2010 гг. – директора государственного учреждения Дирекция Федеральной целевой программы «Социально-экономическое развитие Республики Башкортостан до 2006 года». В 2008–2010 гг. исполнял обязанности руководителя ГУ «Центр стратегических разработок при Президенте Республики Башкортостан». В 2010–2012 гг. – учёный секретарь научно-исследовательской части, УГАТУ.

В 2012 г. назначен заместителем премьер-министра Правительства Республики Башкортостан.



«Газпром нефть»

**– Дмитрий Владимирович, как бы Вы могли охарактеризовать нынешнее состояние экономики Башкортостана? В чём её отличительные черты по сравнению с другими регионами РФ?**

– Республика Башкортостан является одним из наиболее благополучных, динамичных регионов России. По её территории проходят важнейшие транзитные железнодорожные, автомобильные, трубопроводные магистрали с выходом на экспортные терминалы, что способствует эффективному развитию экономики и социальной сферы региона.

Экономика характеризуется значительным многообразием отраслей промышленности, мощным строительным комплексом, развитым сельским хозяйством,

наличием крупных финансово-кредитных учреждений и научно-технических институтов.

Республика занимает лидирующие позиции среди регионов РФ по переработке нефти, производству светлых нефтепродуктов, кальцинированной и каустической соды, бутиловых и изобутиловых спиртов, синтетических смол и пластмасс, полиэтилена, синтетических каучуков. Она также является ведущим производителем стальной проволоки, электроламп, строительного стекла, металлорежущих станков, автобетоносмесителей, вертолётов, автобусов и другой продукции.

Башкортостан – один из крупнейших участников внешнеэкономической деятельности России. Его торговые партнё-

ры – это почти 90 стран мира. За 11 месяцев 2014 г. внешнеторговый оборот составил почти 13 млрд долларов, при 14-кратном превышении экспорта над импортом.

Сегодняшние достижения стали возможны во многом за счёт открытия в республике перспективных нефтяных месторождений. Их обнаружение послужило толчком к бурному развитию нефтепереработки, нефтехимии, энергетики, нефтяного машиностроения, промышленного и гражданского строительства, транспортной инфраструктуры, науки. Благодаря нефти республика превратилась из чисто аграрной в один из наиболее индустриально развитых регионов России.



«Газпром нефть»

Производственно-технологический потенциал республиканского ТЭК – один из самых мощных в РФ. Он охватывает нефтедобычу, нефтепереработку, нефтехимию, энергетику, магистральный трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов. Такие предприятия комплекса, как ОАО «Башнефть», ОАО «Газпром нефтехим Салават», ОАО «ПОЛИЭФ», ОАО «Башкирская содовая компания», ОАО «Стерлитамакский нефтехимический завод», ОАО «Синтез-Каучук», хорошо известны не только в России, но и за её пределами.

**– Как Вы оцениваете успехи нефтегазового комплекса Башкортостана?**

– Однозначно высоко. Наша республика – старейший нефтедобывающий регион РФ. Добыча нефти ведётся здесь с 1932 г. Открытие в 1937 г. крупнейшего в то время Туймазинского нефтяного месторождения позволило Башкирии в годы Великой Отечественной войны взять на себя ведущую роль в обеспечении фронта горючим. А запуск в послевоенные годы Серафимовского, Шкаповского, Чекагушевского, Арланского месторождений обеспечило региону в 1955 г. первое место в СССР по добыче нефти.

**Республика занимает лидирующие позиции среди регионов РФ по переработке нефти, производству светлых нефтепродуктов, кальцинированной и каустической соды, бутиловых и изобутиловых спиртов, синтетических смол и пластмасс, полиэтилена, синтетических каучуков. Она также является ведущим производителем стальной проволоки, электроламп, строительного стекла, металлорежущих станков, автобетоносмесителей, вертолётов, автобусов и другой продукции.**

В 1967 г. был достигнут максимальный уровень производства сырья – 47,8 млн т нефти. На протяжении почти 20 последующих лет в Башкортостане добывали в пределах 40 млн т в год. Объём накопленной добычи превысил 1,6 млрд т.

Сегодня в России имеется порядка 30 нефтедобывающих регионов. Хотя Башкортостан перестал играть существенную

роль в балансе нефтедобычи в масштабах страны, тем не менее он входит в десятку лидеров по данному показателю.

Спад добычи обусловлен ухудшением структуры запасов. Выросла доля трудноизвлекаемых ресурсов, повысилась обводнённость месторождений, снизились дебиты новых скважин, уменьшились объёмы эксплуатационного бурения (ввиду завершения проектного разбуривания месторождений). Это естественный процесс, который так бы и продолжался, если бы сами нефтяники не выбрали главным приоритетом своего развития стабилизацию, а затем и наращивание добычи. Данных целей удалось добиться за счёт сдерживания темпов падения добычи на старых истощённых месторождениях и увеличения производства на новых объектах.

Успехи нефтяников впечатляют. Наблюдавшееся с 1968 г. ежегодное снижение добычи нефти было практически остановлено в 2002 г. Производство стабилизировалось на уровне около 12 млн т в год. А начиная с 2009 г. «Башнефть» занимает лидирующие позиции среди российских компаний по темпам роста добычи нефти.

В 2014 г. добыча нефти в целом по компании выросла в сравнении с 2013 г. на 10,8% и составила 17,8 млн т, в том числе

на территории республики – на 4% (16 млн т). Это было достигнуто за счёт широкого внедрения новых высокоэффективных технологий строительства скважин и методов увеличения нефтеотдачи пластов, проведения активной политики в области вывода скважин из бездействия и оптимизации параметров их работы, наращивания сырьевой базы на основе повышения эффективности геологоразведочных работ и приобретения в пользование новых лицензионных участков.

Республика, уступая другим субъектам РФ по объёмам добычи нефти, обладает крупнейшим не только в России, но и в Европе нефтеперерабатывающим комплексом. Перерабатывая каждую десятую тонну российской нефти и производя каждую седьмую тонну автомобильного бензина и восьмую дизельного топлива, нефтеперерабатывающий комплекс республики вносит значительный вклад в экономику не только Башкортостана, но и всей страны. По объёму и глубине переработки углеводородного сырья, выходу светлых нефтепродуктов и их качеству Башкортостан на протяжении многих лет сохраняет лидерство среди регионов РФ.

Гибкость и уникальность технологических схем наших НПЗ позволяют принимать и перерабатывать сырьё самого различного качества – от газового конденсата до тяжёлой высокосернистой нефти. А высокий технологический уровень даёт возможность выпускать высококачественные нефтепродукты.

В 2014 г. средняя глубина переработки нефти в республике достигла 82,8% против 71,9% в среднем по России. Рост производства автомобильного бензина класса 5 составил 130,9% к уровню 2013 г.

#### – С какими основными проблемами сталкивается нефтегазовый комплекс республики?

– В **нефтедобыче** – это ухудшение структуры остаточных извлекаемых запасов. Сегодня приблизительно две трети разрабатываемых месторождений вступило в позднюю стадию разработки и почти одна треть – в завершающую. Доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно растёт. Остаточные запасы относятся к категории высокообводнённых – 88% обводнено более чем на 90%. Данное обстоятельство в совокупности с высокой выработанностью неизбежно приведёт к естественному снижению добычи на действующих месторождениях.

Между тем, высокая степень изученности территории республики (более 80%)

практически исключает возможность открытия новых крупных месторождений углеводородов.

В **нефтепереработке** – это обеспеченность сырьевыми ресурсами. Суммарная мощность НПЗ по первичной переработке составляет более 35 млн т в год, и это значительно превышает республиканскую ресурсную базу. Поэтому существует большая зависимость от поставок углеводородов из других регионов.

### Гибкость и уникальность технологических схем наших НПЗ позволяют принимать и перерабатывать сырьё самого различного качества – от газового конденсата до тяжёлой высокосернистой нефти. А высокий технологический уровень даёт возможность выпускать высококачественные нефтепродукты.

А если рассматривать вопрос в рамках сегодняшнего дня, то падение цен на нефть и введение экономических санкций существенно ограничивают возможности предприятий по привлечению финансовых ресурсов. Хотя наши компании не входят в санкционные списки, потенциальные риски в нефтегазовом секторе велики.

#### – На каких принципах правительство республики взаимодействует с нефтяниками?

– Если коротко, то работа строится на основе взаимовыгодного сотрудничества в рамках действующего законодательства РФ и Республики Башкортостан, опираясь на принципы диалога и стабильного партнёрства. Мы всегда стремимся достичь сбалансированности интересов региона и нефтяников. Наше сотрудничество направлено на совместное решение задач в экономической, финансово-бюджетной, природоохранной и социальной сферах. Главной целью партнёрства является сохранение социальной стабильности и повышение качества жизни в республике – люди должны чувствовать себя комфортно и безопасно.

Основные направления, принципы и формы взаимодействия Правительства Республики Башкортостан с крупными нефтегазовыми компаниями отражены в соглашениях о социально-экономическом сотрудничестве.

#### – Какие основные инвестиционные проекты планируются в республике?

– В связи с неблагоприятной макроэкономической ситуацией финансовые возможности предприятий снижаются. И бизнес-проекты, которые можно отложить на будущее, будут отложены.

В нефтедобыче приоритетными остаются проекты, реализация которых направлена на сохранение уровня добычи углеводородного сырья. В частности, планируется ввод в эксплуатацию четырёх газоконденсатных месторождений Саратовско-Беркутовской группы (Подгорновское, Саратовское, Ишимовское, Беркутовское), расположенных на юге Башкортостана.

В рамках повышения конкурентоспособности продолжится модернизация нефтеперерабатывающих мощностей. На уфимской группе НПЗ планируется:

- строительство новой установки замедленного коксования («Башнефть-Уфимский НПЗ»), введение которой в эксплуатацию позволит увеличить глубину переработки на предприятии до 95%;
- сооружение дополнительных технологических линий установок производства элементарной серы («Башнефть-Уфанефтехим», «Башнефть-Уфимский НПЗ»), что даст возможность утилизировать весь сероводородсодержащий газ.

К 2019 г. планируется почти полностью прекратить выпуск дешёвых тёмных нефтепродуктов (вакуумного газойля, мазута).

Для перехода на производство более качественных видов моторных топлив в ОАО «Газпром нефтехим Салават» в рамках программы модернизации НПЗ ведётся:

- строительство установки изомеризации пентан-гексановой фракции, пуск которой позволит увеличить производство бензинов класса Евро-4, Евро-5 и создать около 50 дополнительных рабочих мест;
- сооружение установки алкилирования, которая даст возможность вовлечь в смешение больше низкооктановых компонентов и увеличить выпуск бензина, соответствующего требованиям международных стандартов качества, а также создать 129 новых рабочих мест;
- возведение установки каталитического крекинга вакуумного газойля. Благодаря ей можно будет получать из тяжёлого нефтяного сырья (вакуумного газойля) высокооктановый компонент автомобильных бензинов (с октановым числом 90 пунктов и более) и создать 168 новых рабочих мест.

#### – Какие меры принимает правительство республики по развитию перерабатывающей промышленности?

– В какой-то мере на решение сырьевой проблемы направлены соглашения о со-

трудничестве, заключённые между Правительством Республики Башкортостан и компаниями «Газпром», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ», «Транснефть» и др.

В республике создана Правительственная комиссия по рассмотрению и поддержке приоритетных инвестиционных проектов. Она формирует перечень таких проектов и принимает решения о возможных объёмах и направлениях их государственной поддержки. Господдержка включает в себя финансовые меры (налоговые льготы и преференции, льготная арендная ставка по земельным участкам, субсидирование процентной ставки по банковским кредитам и т. д.) и нефинансовые (консультационные, методические услуги, информационное сопровождение проекта и т. д.).

На сегодняшний день на рассмотрении и утверждении объёмов господдержки находятся пять инвестиционных проектов ОАО «Газпром нефтехим Салават» и пять – «Башнефти».

В Башкортостане довольно успешно работают малые и средние предприятия, производящие малотоннажную нефтехимическую продукцию. В сравнении с крупными им трудно позиционировать и продвигать свои товары. Поэтому в республике создан кластер малотоннажной нефтехимии, курируемый напрямую Правительством Башкортостана. Это существенно расширяет возможности малых предприятий – продвигать свою продукцию на внутренний и внешний рынки.

Следующим шагом стало создание Центра коллективного доступа к высокотехнологичному оборудованию. Он сооружён на базе оборудования, имеющегося в распоряжении участников кластера, а также приобретения новых эффективных установок и дорогостоящих компьютерных программ. Центр позволит объединить и скоординировать научно-исследовательскую и производственную деятельность и повысит эффективность использования парка дорогостоящей уникальной техники. С его помощью можно будет осуществлять весь комплекс работ – от поисковой разработки до выпуска опытно-промышленной партии продукта.

На основе кластерного взаимодействия малотоннажных предприятий решится проблема замещения импорта и создания производств конечной продукции высокой стадии передела.

Кроме того, правительство утвердило программу «Развитие нефтехимического территориального кластера Республики Башкортостан» на 2014–2016 гг. Она на-

целена на повышение эффективности использования научного и производственного потенциала в нефтехимии, нефтегазопереработке, биохимии и биотехнологиях. Общий объём финансирования программы составит 52,13 млрд рублей. Оно будет осуществляться преимущественно из внебюджетных источников (в основном за счёт средств предприятий). В то же время в 2014 г. из федерального бюджета на эти цели выделено 123,5 млн рублей, из республиканского – 13,7 млн рублей.

В целях объединения научно-исследовательских и проектных организаций, работающих в области добычи нефти, бурения, транспортировки углеводородов, их переработки, химии и нефтехимии, создан кластер нефтегазового инжиниринга.

Объединившись, предприятия усиливают друг друга и увеличивают свои возможности, становятся более конкурентоспособными и позиционируются на внутреннем и внешнем рынках как единая команда.

Запущен Центр прототипирования Республики Башкортостан. Он представляет собой инженерно-производственный комплекс, который позволяет создать полную схему выпуска требуемого продукта в области нефтехимии – от разработки технологий и компьютерного проектирования до изготовления прототипов нефтехимических изделий.

#### – Какие меры надо предпринять для развития нефтегазовой отрасли в Республике Башкортостан?

– Прежде всего, консолидировать ресурсы для решения наиболее актуальных проблем импортозамещения. Работа в этом направлении ведётся. Например, в целях замещения импорта в секторе геофизического оборудования и услуг создан Геофизический кластер Республики Башкортостан.

Наш геофизический комплекс, включающий научные подразделения, приборостроительные мощности, геофизический сервис нефтегазовых компаний и образовательные учреждения, является крупнейшим в России и играет ведущую роль в развитии высокотехнологичного сервиса отрасли. Он в состоянии разработать и произвести геофизическую технику и технологии мирового уровня, которые сейчас приобретаются за рубежом. Ни один регион страны пока не позиционирует себя лидером в этой наукоёмкой и высокотехнологичной сфере экономики.

Башкортостан на сегодняшний день является одним из немногочисленных

регионов РФ, где налажено производство современных катализаторов для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Они не только не уступают по своим характеристикам мировым аналогам, но и по ряду параметров превосходят их.

Республика остаётся также крупнейшим в России и СНГ центром нефтяного машиностроения, приборостроения и нефтегазового сервиса. Главная наша задача – упрочить и расширить позиции республиканских предприятий на внутреннем и внешнем рынках, максимально используя все накопленные преимущества.

#### – Каковы, по Вашему мнению, перспективы дальнейшего развития региона?

– В ближайшей перспективе социально-экономическое развитие Башкортостана и всей страны во многом будет определяться складывающейся макроэкономической ситуацией, политическими процессами, происходящими в мире. Сохраняются угрозы для российской экономики, связанные с низкими ценами на нефть, затруднением доступа к западным источникам фондирования, ужесточением экономических санкций со стороны ЕС и США, дальнейшим усилением оттока капитала и иными негативными процессами. Безусловно, всё это способно оказать неблагоприятное воздействие на экономику и благосостояние жителей региона, и не учитывать эти риски нельзя.

Главная задача правительства – сделать всё, чтобы свести к минимуму воздействие этих рисков при негативном развитии событий. Необходимо интенсивно и целенаправленно повышать конкурентный потенциал Башкортостана за счёт наращивания имеющихся сравнительных преимуществ в науке, высоких технологиях, производствах и на этой основе задействовать новые источники экономического роста.

Наличие высокотехнологичных производств, обширной ресурсной базы, развитой инфраструктуры, обеспеченность квалифицированными кадрами – реальная основа для «прорыва» экономики Башкортостана.

И несмотря на значительное многообразие имеющихся промышленных производств и наметившуюся тенденцию опережающего роста в секторах, не связанных с добычей и переработкой углеводородного сырья, очевидно, что нефтегазовый комплекс и в перспективе сохранит свою доминирующую роль в экономике республики. ■



**Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация – 2015**

23–28 марта 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:



ООО 'НПФ 'Нитпо'

**Инновационные решения в области средств измерения и контроля теплотехнических параметров. Автоматизация объектов нефтегазовой отрасли и энергетики – 2015**

6–11 апреля 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО 'НПФ 'Нитпо'

**Выставка (в рамках конференции) Контрольно-измерительные приборы и автоматизация - 2015**

7–9 апреля

www.KUMAC

ООО НПО 'ЮМАС'

**Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития**

25–30 мая 2015 года / Геленджик

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



ТЕХНИЧЕСКИЙ СПОНСОР:



ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР:



ОРГАНИЗАТОР:



ООО 'НПФ 'Нитпо'

**Строительство и ремонт скважин – 2015**

21–26 сентября 2015 года / Анапа

ОРГАНИЗАТОРЫ:



**Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы – 2015**

19–24 октября 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:



По вопросам участия в конференциях, пожалуйста, обращайтесь в Оргкомитет:  
тел.: (861) 212-85-85, 248-94-51; факс: (861) 216-83-63; e-mail: [oilgasconference@mail.ru](mailto:oilgasconference@mail.ru)

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



# Лебедь, рак и щука, или Как заставить работать совместное предприятие



*cutting through complexity*

**Антон УСОВ,**  
партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазовой отрасли;  
**Олег ЛАДНЕВ,**  
директор, руководитель группы консультирования по вопросам совместных предприятий  
КПМГ в России и СНГ

**Не секрет, что совместные предприятия (СП) в нефтегазовом секторе имеют целый ряд преимуществ и используются повсеместно. Однако создание успешного СП – это сложный многоступенчатый процесс, а его поддержание в качестве эффективно функционирующего бизнеса на протяжении многих лет – задача почти невыполнимая. Создание новых СП обычно широко освещается в прессе и привлекает к себе много внимания. Неудачный опыт, как правило, не афишируют по понятным причинам. Что важно знать, чтобы избежать ошибок?**

## ОСНОВНЫЕ ФОРМЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ СП

Все формы СП можно разделить на неинкорпорированные (обычно именуемые совместной деятельностью) и инкорпорированные (собственно, полноценные СП). К неинкорпорированным СП относятся те из них, которые базируются на специальных видах соглашений и используются компаниями для объединения собственных усилий (или активов), но при этом не требуют образования отдельного юридического лица. В добыче углеводородов наиболее типичными примерами таких соглашений являются соглашения о разделе продукции (СРП) и концессионные соглашения. В боль-

шинстве случаев тот или иной режим ведения совместной деятельности задаётся регуляторами тех стран, на территории которых расположены соответствующие месторождения. При этом СРП главным образом используются в развивающихся странах, а концессии – в развитых.

Инкорпорированное СП – это обособленное юридическое лицо, которое представляет интересы двух или более участников (партнёров) и создано для реализации определённых совместных целей.

## ПРЕИМУЩЕСТВА СП

Основные преимущества использования СП заключаются в разделении капитальных затрат и рисков (особенно актуально для разведки и добычи), обмене технологиями и опытом, экономии на масштабе (например, строительство нефтепроводов и другой инфраструктуры) и доступе к новым рынкам сбыта (в основном в торговле нефтепродуктами).

СП являются распространённым явлением для компаний различных форм собственности, размеров и международного присутствия. Однако особенную актуальность имеют альянсы между государственными нефтегазовыми компаниями (ГНК) и крупными международными нефтегазовыми компаниями (МНК). Это происходит вследствие высокой взаимодополняемости ГНК и МНК. ГНК, как правило, обладают значительными резервами углеводородов в своих странах и мощными возможностями лоббирования. При этом они нуждаются в передовых технологиях, финансировании, управленческой и технической экспертизе, а также всё больше хотят диверсифицировать свой портфель, входя в активы за рубежом. МНК, в свою очередь, имеют всё это, но преимущественно им необходимы новые резервы. Характерными примерами являются альянсы между «Роснефтью» и ExxonMobil, Eni и PetroChina, Statoil и BP.

В отличие от альянсов между МНК и ГНК, стратегическая ценность альянсов двух ГНК не так очевидна. Обычно такие

союзы являются продолжением политических связей двух стран. Участники подобных альянсов зачастую имеют более низкую взаимодополняемость. Однако существуют и исключения, а именно – альянс заключается между ГНК страны-экспортёра и ГНК страны-импортёра. Примерами альянсов двух ГНК являются СП «Роснефти» и PDVSA, CNPC и Cupet, ADNOC и KNOG.

## ПОЧЕМУ СП НЕ РАБОТАЮТ?

Многочисленные исследования СП показывают, что более половины из них не достигают целей для каждого из участников. В чём же главные причины неудач? Исходя из нашей практики, мы выделяем следующие основные объяснения:

- Отсутствие стратегического соответствия между целями партнёров. СП не будет работать, если у партнёров разные взгляды на его задачи. При этом данное несоответствие может как существовать изначально, так и возникать в процессе развития СП.

- Плохо проработанная уставная документация. В основе деятельности любого СП лежат документы, регулирующие взаимоотношения между его партнёрами (участниками), корпоративное управление и многое другое. К таким документам относятся договор между акционерами (shareholders' agreement), договор совместной деятельности (joint operating agreement), договор о разделе продукции (production sharing agreement), устав компании. Недостаточное внимание и отсутствие опыта в подготовке таких документов приводит на более позднем этапе к конфликтным ситуациям, которые при отсутствии эффективного механизма разрешения противоречий могут закончиться ликвидацией СП.

- Неэффективная структура корпоративного управления. Эта проблема может резко снижать быстроту и качество принимаемых решений. При этом необходимо иметь в виду, что корпоративное управление в СП имеет два взаимосвязанных ас-

## Основные формы СП в нефтегазовой отрасли

Сектор	Добыча нефти UPSTREAM 	Транспортировка MIDSTREAM 	Переработка и сбыт DOWNSTREAM 
Основные типы СП и примеры их применения	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>СРП</b> (пример: Вьетнам, Курдистан, многие страны Африки)</li> <li>■ <b>Концессионные соглашения</b> (пример: Северное море)</li> <li>■ <b>СП с образованием юридического лица</b> (пример: Сахалин Энерджи)</li> <li>■ <b>Соглашение о технических услугах</b> (пример: Ирак)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>СП с образованием юридического лица</b> (пример: Каспийский Трубопроводный Консорциум)</li> <li>■ <b>Договор совместного использования мощностей</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>СП с образованием юридического лица</b> (пример: Ruhr Oel GmbH)</li> <li>■ <b>Договор совместного использования мощностей</b></li> </ul>
Преимущества использования СП	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Разделение капитальных затрат</li> <li>■ Разделение рисков</li> <li>■ Обмен технологиями и опытом</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Разделение капитальных затрат</li> <li>■ Экономия на масштабе</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Разделение капитальных затрат</li> <li>■ Экономия на масштабе</li> <li>■ Доступ к новым рынкам сбыта</li> <li>■ Использование известных розничных брендов</li> </ul>

пекта – внутреннюю структуру и внешнее взаимодействие с руководством каждого из участников. Тонкая настройка взаимодействия внутренней структуры и внешнего руководства является одним из самых сложных элементов построения СП. Среди прочего, хорошо организованное взаимодействие включает систему делегирования полномочий (и соответствующего контроля) и наличие эффективных представителей акционеров.

- Излишний контроль со стороны одного, как правило, мажоритарного участника. Многие компании воспринимают СП, в котором они владеют более 50% голосов, как рядовое дочернее общество. В таких случаях мажоритарный участник пытается подчинить СП всей тяжести своих внутренних правил, регламентов и политик, не принимая во внимание интересы партнёров. В корпоративном управлении СП такой участник «продавливает» решения, которые удобны только ему. Подобный подход неизбежно приводит к проблемам в отношениях с другими участниками СП.

- Неэффективная поддержка со стороны участников СП. Это особенно актуально на начальной стадии и в тех СП, которые сильно зависят от тех или иных ресурсов (человеческих, финансовых, организационных).

- Серьёзные культурные противоречия. Это редко бывает основной причиной, однако может оказывать существенное усиливающее негативное влияние, особенно если предприятие не функционирует в качестве сильной и относительно независимой компании.

### Как сделать правильно?

Важно понимать, что создание СП отличается от сделок по приобретению бизнеса, а управление им – от управления дочерним обществом.

Правильное отношение к СП начинается со стратегии, в которой компания должна ответить на следующие вопросы:

- Каковы цели создания СП?
- В каких именно областях развиваться за счёт СП, а где стоит расти благодаря приобретениям?
- Какие компании могут являться в СП потенциальными партнёрами?
- Какие структуры владения и управления СП отвечают интересам компании?

Создание СП должно происходить в виде хорошо организованного процесса со своей проектной командой, планом или «дорожной картой». В данный процесс нужно своевременно включить необходимые рабочие группы и специалистов из различных функциональных областей (например, управление персона-

лом, юристы, налоговые эксперты). Многие забывают про такой важный элемент формирования СП, как планирование его закрытия или выхода участников. Наконец, на этапе создания СП редко кто задумывается о том, как будут действовать партнёры, если что-то пойдёт не так. Понимание этой проблемы очень важно, так как поможет разрешать сложности в отношениях в дальнейшем. Хорошей практикой являются так называемые «военные игры», в которых моделируются различные потенциально сложные ситуации в будущей жизни СП, и тестирование работоспособности уставной документации и механизмов корпоративного управления.

Однако работа проектной команды и руководства участников СП не ограничивается созданием и запуском предприятия. Каждое СП – это живой организм, который растёт, развивается, стареет и, увы, иногда умирает. Управление СП на протяжении его жизни включает в себя множество различных задач, таких как взаимодействие и поддержка, оценка эффективности и контроль, настройка и реорганизация. Окончание деятельности СП – это тоже особый процесс, который может соединять в себе различные опции, такие как ликвидация, продажа или, наоборот, выкуп доли партнёра. ■



XII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

# ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ – 2015

22 мая 2015, Москва



## 5 ПРИЧИН ПОСЕТИТЬ КОНФЕРЕНЦИЮ

**ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ К ЛИДЕРАМ:** ведущее мероприятие отрасли ежегодно проходящее при поддержке компании «Газпром»

**КЛЮЧЕВОЙ МОМЕНТ:** открытый доступ к перспективным технологиям и успешному опыту ведущих российских и международных компаний мира по освоению шельфовых месторождений

**200+ ДЕЛЕГАТОВ ЕЖЕГОДНО:** представители высшего управленческого звена (руководство компаний-операторов или профильных подразделений)

**МАКСИМУМ ОБЩЕНИЯ:** дискуссии, круглые столы и другие интерактивные формы заседаний, а также широкие возможности для неформального общения с представителями ведущих российских и мировых игроков отрасли

**ПОСТОЯННЫЕ УЧАСТНИКИ:** крупнейшие компании-операторы на российском шельфе – Газпром, Роснефть и ЛУКОЙЛ

12

лет ведущему мероприятию отрасли, ежегодно проводимому при поддержке ОАО «Газпром»

180+

подушка игроков отрасли

20+

авторств/экспертств спонсоров-экспертов

21

лет успешной работы RPI в сфере организации и проведения отраслевых форумов и конференций

## ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ

- Государственная политика недропользования на шельфе в России и за рубежом
- Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе
- Текущее развитие и планы реализации крупнейших российских шельфовых проектов
- Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения
- Инновационные технологии и оборудование для шельфовых нефтегазовых проектов
- Развитие промышленной и транспортной инфраструктуры шельфовых проектов

## ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ И СТРАН СНГ: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ДО 2020 ГОДА



- Текущее списание состояния проектов, а именно планов их реализации или сверачивания;
- Информация о намерениях отдельных игроков выйти или войти в проекты;
- Прогнозы на период 2012-2020 годов добычи по отдельным проектам (и секторам в акваториях) в разрезе возможных сценариев;
- Прогнозы на период 2012-2020 годов объемов разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе секторов в акваториях, проектов, игроков и возможных сроков выполнения буровых работ;
- Прогнозы на период 2012-2020 годов относительно потребности в буровых установках и добычных платформах в разрезе морских акваторий и проектов

## МЕДИА-ПАРТНЕРЫ



+7 (495) 502 54 33  
+7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

# На пороге арктической эпопеи



«Газпром нефть»

**Освоение месторождений нефти и газа в акваториях Арктики и других морей России осложняется рядом природно-климатических и технологических факторов**

Василий БОГОЯВЛЕНСКИЙ,  
доктор технических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора по науке;  
Игорь БОГОЯВЛЕНСКИЙ,  
научный сотрудник  
(Институт проблем нефти и газа РАН)

Развитие морской нефтедобычи является важнейшим направлением стабилизации и увеличения производства углеводородного сырья в России. На данный момент выдано уже более 100 лицензий на пользование морскими участками в различных акваториях РФ. Извлечение углеводородного сырья начато на 13 месторождениях в шести морях. Вместе с тем, нельзя недооценивать риски при развитии морской нефтедобычи, в первую очередь в Арктике, которые возникают вследствие тяжёлых природно-климатических условий и сложной ледовой обстановки. Большую угрозу представляют также сильные шторма, зафиксированные в районах размещения углеводородных месторождений.

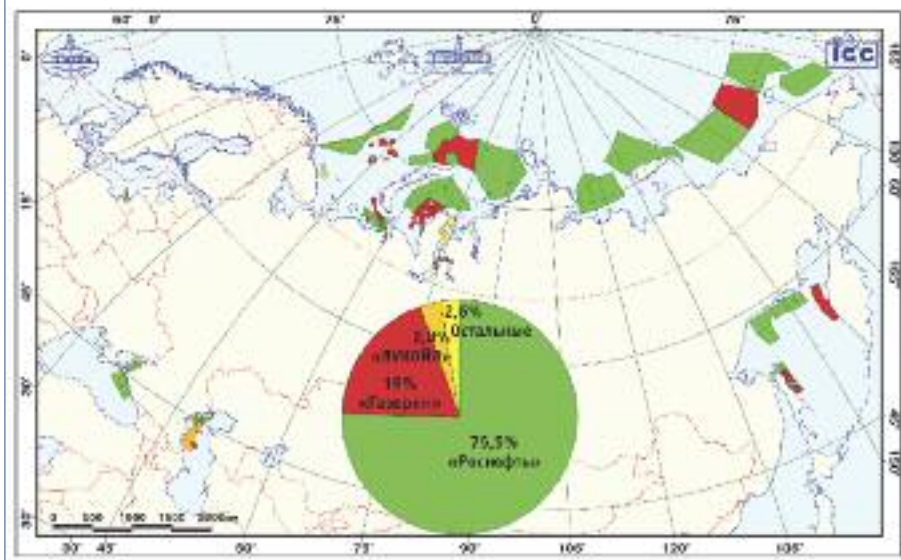
Определённые трудности имеются и в сфере технологического и технического обеспечения морской нефтегазодобычи. Россия не испытывает дефицита геофизических судов для проведения двухмерной сейсморазведки, а низкая производительность судов для трёхмерной сейсморазведки затрудняет проведение работ в арктической зоне. На повестке дня стоит также задача возрождения отечественного бурового флота, практически полностью утерянного после распада СССР.

## ПЕРВЫЕ ШАГИ К МОРСКОЙ ДОБЫЧЕ

В России в связи с изменением в 2008 г. Закона «О недрах» основными недропользователями на шельфе стали «Газпром» и «Роснефть». На рис. 1 показано размещение и долевое распределение 117 морских лицензионных участков (70 из них в Арктике), включая участки в переходных зонах «суша – море» (по состоянию на 01.01.2015 г.). «Роснефть» обладает 41,35% общего количества лицензий, «Газпром» – 31,92%, «ЛУКОЙЛ» – 8,8%, а остальные 17,93% распределены между дочерними предприятиями ОАО «НОВАТЭК» и несколькими другими компаниями<sup>1</sup>. Отметим, что на шельфе Норвегии компания Statoil, контролируемая государством (67,2% акций), является оператором или участником освоения большей части ли-

<sup>1</sup> При расчётах долевого участия российских недропользователей лицензионные участки, на которых они работают совместно, учитывались, несмотря на внутреннее долевое распределение акций с весами 0,5 или 0,33 (две и три компании), а участие иностранных компаний не учитывалось.

Рис. 1. Лицензионные участки на шельфе России и диаграмма долевого распределения их суммарной площади по недропользователям (по состоянию на 01.04.2015 г.)



лицензионных участков так же, как «Газпром» и «Роснефть» в РФ (совместно 73,27% участков).

По нашим расчётам, общая площадь 117 лицензионных участков составляет 1,82 млн км<sup>2</sup> (больше штата Аляска), из которых «Роснефть» контролирует 1,38 млн км<sup>2</sup> (75,5%). А в совокупности две российские госкомпании обладают 1,72 млн км<sup>2</sup>, или 94,6% общей площади лицензионных участков.

В 2011–2013 гг. российские нефтегазодобывающие компании создали альянсы с рядом зарубежных корпораций для совместного изучения и освоения нефтегазозапасности лицензионных участков в Арктике (ExxonMobil, Eni, Statoil, Total). Активно участвует в данном процессе и ВР, владеющая крупным пакетом акций «Роснефти» (около 20%). Подписанные «Роснефтью» соглашения предусматривают 100-процентное финансирование геологоразведочных работ (ГРП) зарубежными партнёрами, получившими 33,3-процентные пакеты акций в совместных предприятиях. Однако из-за санкций деятельность большей части созданных совместных предприятий в акваториях Арктики практически приостановлена.

В настоящее время в России ведётся нефтегазодобыча в акваториях 6 морей на 13 месторождениях. В **Азовском море** она осуществляется в транзитной зоне Бейсугского лимана и Ясенской косы – «Газпром» работает на Бейсугском газовом месторождении с 1975 г.

В **Охотском море** осваиваются восемь месторождений северо-восточного шель-

### Освоение месторождений в транзитных и мелководных прибрежных зонах в Арктике и субарктических условиях Охотского моря представляет первостепенный интерес, особенно если они расположены в пределах досягаемости горизонтальными скважинами с берега.

фа Сахалина. Так, «Роснефть» («РН-Сахалинморнефтегаз») с 1998 г. разрабатывает Северный купол нефтегазового месторождения Одопту-море с помощью бурения наклонных скважин с берега (с горизонтальным отклонением до 6 км). Кроме того, 4 сентября 2014 г. на лицензионном участке «Роснефти» «Северная оконечность месторождения Чайво» началась нефтедобыча из первой горизонтальной эксплуатационной скважины, пробуренной летом 2014 г. с берега с помощью самой мощной в мире буровой установки «Ястреб». Всего таких скважин должно быть пробурено пять.

В рамках проекта «Сахалин-2» международный консорциум Sakhalin Energy («Газпром» – 50% + 1 акция, Shell – 27,5%, Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10%) осваивает месторождения Пильтун-Актохское (с платформы «Моликпак», введенной в 1999 г., и платформы «ПА-Б», введенной в 2007 г.) и Лунское (с платформы «Лун-А», 2006 г.).

В свою очередь, консорциум Exxon Neftegas Limited (ExxonMobil – 30%,

Sodeco – 30%, ONGC – 20%, «Роснефть» – 20%) реализует проект «Сахалин-1». Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Чайво (с 2005 г.) и Одопту-море (с 2010 г.) ведётся при помощи горизонтальных скважин, пробуренных с берега с горизонтальным отклонением около 12 км, и сталебетонной платформы «Орлан». 19 января 2015 г. началась добыча нефти на Аркутун-Дагинском НГКМ со сталебетонной платформы «Беркут».

По проекту «Сахалин-3» с 1 декабря 2014 г. «Газпром» стал добывать газ на Киринском ГКМ (в 2013 г. был пробный пуск). При этом используется подводный добычный комплекс, включающий две эксплуатационные скважины.

В **Карском море**, в Тазовской губе, ООО «Новатэк-Юрхаровнефтегаз» с 2003 г. ведёт разработку Юрхаровского НГКМ с берега наклонными скважинами с горизонтальными окончаниями.

В **Балтийском море** «ЛУКОЙЛ» с 20 июля 2004 г. осуществляет добычу на Кравцовском нефтяном месторождении.

В **Каспийском море** «ЛУКОЙЛ» осенью 2010 г. начал извлечение нефти с седлостойкой платформы гравитационного типа на месторождении имени Ю. Корчагина.

В **Печорском море** ООО «Газпром нефть шельф» с декабря 2013 г. эксплуатирует Приразломное нефтяное месторождение. В 2013 г. добыча на Приразломном составила 10 тыс. т, а в 2014 г. – 262 тыс. т. Её максимум (6–6,5 млн т) будет достигнут не ранее 2020 г., что обеспечит до 1,3% общероссийского производства нефти (при его сохранении на уровне последних лет) и менее 0,15% мирового.

Кроме перечисленных выше месторождений, Крымское республиканское предприятие (КРП) «Черноморнефтегаз» разрабатывает на черноморском шельфе Крыма Голицынское и Штормовое ГКМ (с 1983-го и 1993 г.), Архангельское и Одесское ГМ (1992-й и 2012 г.), а в Азовском море – Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское ГМ (2002-й и 2004 г.). Объём добычи газа в 2014 г. покрывает большую часть потребностей Крыма (около 2 млрд м<sup>3</sup> в год).

Освоение месторождений в транзитных и мелководных прибрежных зонах в Арктике и субарктических условиях Охотского моря представляет первостепенный интерес, особенно если они расположены в пределах досягаемости горизонтальными скважинами с берега. Большие успехи в данном направлении достигнуты на шельфе Охотского моря по проекту «Сахалин-1» («Роснефть», ExxonMobil и дру-

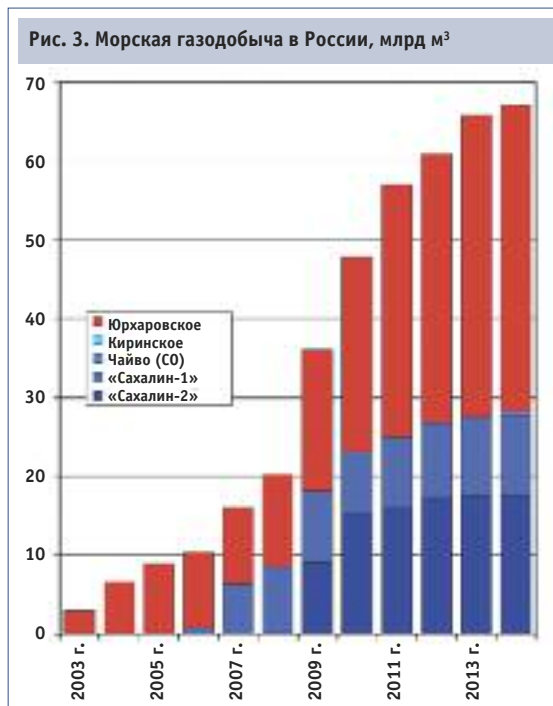
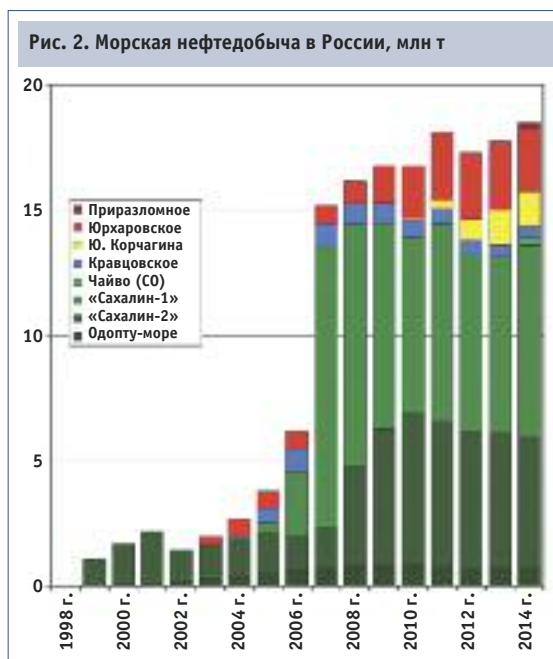
гие) на месторождениях Чайво и Одопту-море. В апреле 2015 г. на месторождении Чайво при бурении скважины O-14 с платформы «Орлан» установлен мировой рекорд, доказавший возможность бурения нефтяных скважин длиной 13,5 км, что на 500 м больше предыдущего рекорда 2014 года – скважины Z-40.

На рис. 2 показан уровень добычи нефти и конденсата в акваториях Охотского, Балтийского, Каспийского, Печорского и Карского морей. В 2011 г. она достигла 18,1 млн т, что составило 3,5% общероссийского производства жидких углеводородов. Всё больший вклад вносит добыча конденсата на Юрхаровском НГКМ – около 2,7 млн т в 2011–2013 гг. Однако в 2012-м и 2013 г. общий уровень добычи нефти в акваториях был ниже рекордного 2011 г. за счёт падения производства на двух сахалинских проектах. В 2014 г. суммарная добыча увеличилась до 18,48 млн т (на 4,3% больше, чем в 2013 г., и на 2% выше предыдущего рекорда 2011 г.). В последующие годы предполагается стабильный рост данного показателя, в основном за счёт Приразломного и Аркутун-Дагинского месторождений.

Основной вклад в морскую газодобычу в РФ (58,3%) вносит Юрхаровское НГКМ. В 2014 г. на нём было получено 38,84 млрд м<sup>3</sup> (на 1,4% больше, чем в 2013 г.). Незначительный рост газодобычи в 2014 г., до 66,65 млрд м<sup>3</sup> (на 1,3% по сравнению с 2013 г.), объясняется выходом разрабатываемых месторождений на максимально возможный уровень (см. рис. 3). За счёт освоения новых месторождений (Киринского, Аркутун-Дагинского, Приразломного, им. Филановского и других) возможен дальнейший активный рост объёмов извлечения газа.

Несмотря на относительно небольшой объём, морская нефтегазодобыча уже значительно влияет на индустриальное и социально-экономическое развитие регионов. В частности, благодаря проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» производство углеводородного сырья на Дальнем Востоке увеличилось за последнее десятилетие в 10 раз.

Добыча нефти и газа в Арктике является основой экономического развития Ямало-Ненецкого и Ненецкого автономных округов. По подсчётам администраций данных субъектов федерации, в 2012–2013 гг. она обеспечивала соответственно около 83 и 98% валового регионального продукта. Для сравнения, на Аляске данный показатель колебался в 1982–2008 гг. в зависимости от стоимости углеводоро-



дов в диапазоне 68–90,3% (в 2008 г. – 90,3%), а в 2013 г. достиг 91,6%.

Благодаря стабильному росту добычи газа на морских месторождениях Сахалина удалось значительно перестроить систему энергообеспечения Дальневосточного региона.

### Недооценённые риски Арктики

Мировой опыт свидетельствует о том, что от открытия морского месторождения до его ввода в разработку проходит значи-

тельный период времени. Так, для Приразломного он составил 24 года, Одопту-море – 33, Чайво – 26, Лунского – 25, Аркутун-Дагинского – 25, Кириновского – 21, Snohvit – 23, Hibernia – 18, Пильтун-Астосского и Кашагана<sup>2</sup> – 13, Endicott – 9 лет.

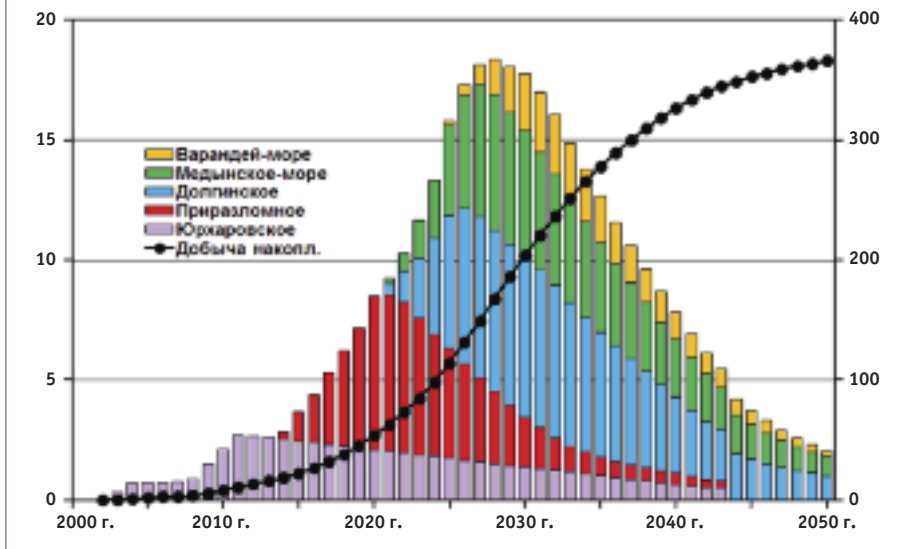
Ход подготовки к освоению норвежских месторождений Goliat и Aasta Hasteen свидетельствует, что до первой добычи пройдёт не менее 15 и 20 лет соответственно. В целом же для 25 широко известных морских месторождений УВ среднее время от открытия до ввода в разработку и получения первого продукта превысило 21 год. Таким образом, в России до 2025 г. добыча нефти может быть начата только на уже открытых месторождениях Печорского моря, да и то не на полную мощность. При этом уровень добычи нефти на пяти открытых месторождениях шельфа Арктики (Юрхаровское, Приразломное, Долгинское, Медынское и Варандейское) даже по оптимистичному сценарию не сможет превысить 18 млн т (см. рис. 4).

Надо учитывать, что освоение ресурсов УВ шельфа Арктики и континентального склона Северного Ледовитого океана развивается гораздо медленнее, чем большинства других нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Мирового океана. Это в основном связано с экстремально сложными природно-климатическими условиями, экологической уязвимостью и (в меньшей степени) наличием спорных террито-

рий в Циркумарктическом регионе. Добыча УВ в Мировом океане сопровождалась многочисленными аварийными и катастрофическими событиями. В частности, серьёзные проблемы при проведении ГРП на шельфе Аляски возникли у корпорации

<sup>2</sup> Начавшаяся в сентябре 2013 г. в субарктических условиях Северного Каспия разработка Кашагана, проводимая альянсом лидеров мировой индустрии – Eni, Total, Shell, ExxonMobil, ConocoPhillips, – приостановлена на длительный срок из-за вскрывшихся многочисленных проблем с транспортировкой углеводородов по подводным трубопроводам. Промышленная добыча будет налажена, видимо, лишь в 2015 г.

Рис. 4. Прогноз добычи нефти и конденсата на открытых месторождениях в Печорском и Карском морях, млн т



Shell в 2012 г. Это привело к тому, что активность нефтегазовых компаний резко снизилась. 16 декабря 2014 г. президент США принял решение о приостановке всех планов по освоению нефтегазовых ресурсов Бристольского залива и акватории Берингова моря к северу от Алеутских островов с целью их сохранения для будущих поколений. По нашему мнению, это решение базируется на успешном развитии нефтегазодобычи на суше (из сланцевых месторождений) и желании уберечь уязвимые северные акватории от возникновения разливов нефти, вероятность которых в данном регионе повышается за счёт ледовой угрозы и высокой сейсмической активности.

Из-за потепления в последние годы увеличились масштабы таяния и схода в море массивов льда с ледников арктических островов Шпицбергена, Земли Франца-Иосифа и северной части Новой Земли с образованием большого количества крупных айсбергов. Под действием течений и ветров они дрейфуют по значительной части Баренцева моря, достигая Штокмановского и других месторождений. При этом характер их перемещения напоминает броуновское движение, то есть практически не прогнозируемое. Ледовая угроза в Арктике неоднократно приводила и приводит к чрезвычайным и катастрофическим ситуациям с судами (гибель судна «Челюскин» в феврале 1934 г. в Чукотском море и т. д.). Даже современное обеспечение судов информацией о ледовой обстановке на основе космических данных не гарантирует безопасности судоходства в

### Добыча нефти и газа в Арктике является основой экономического развития Ямало-Ненецкого и Ненецкого автономных округов. По подсчётам администраций данных субъектов федерации, в 2012–2013 гг. она обеспечивала соответственно около 83 и 98% валового регионального продукта.

этой акватории. По данным «Госморспасслужбы», 16 ноября 2014 г. теплоход «Брин – Наволок» (ЗАО «Белфракт») с грузом около 1,2 тыс. т был зажат льдом в районе порта Варандей. Судно вышло из ледового плена только 30 ноября с помощью бывшего шведского ледокола «Тор» (построен в Финляндии в 1964 г., принадлежит «Росморпорту»), шедшего на плановые работы в порт Сабетта.

При финансовой поддержке «Роснефти» в 2012–2014 гг. в Арктике активизировались комплексные морские экспедиции, проводимые Государственным научным центром «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт» (АНИИ) и другими организациями, включая исследования экстремальных гидрометеорологических условий, ледовой обстановки и айсберговой угрозы. Однако короткого периода – двух-трёх лет – явно недостаточно для выполнения статистических исследований с целью оценки

природно-климатических угроз и выбора критических характеристик ледовой, ветровой, волновой и другой нагрузок, оказываемых на технические средства освоения ресурсов углеводородов (буровые платформы и т. д.).

В частности, «Роснефть» отмечает, что в ходе экспедиции 2013 г. в Карском море был выявлен гигантский вмёрзший в лёд айсберг (70x70x12 м, глубина киля 50 м), «крупнейший, исследованный специалистами АНИИ за всю историю наблюдений в Арктике» [6]. Данное утверждение конфликтует с имеющейся информацией, что в районе Штокмановского ГКМ встречаются айсберги весом до 3–4 млн т (то есть в 10–13 раз больше найденного). 11 октября 2010 г. в районе Русской Гавани, в северной части Новой Земли (координаты 76.222° СШ и 63.883° ВД), Геофизическая служба РАН зарегистрировала крупное землетрясение силой около 4 баллов [5]. По космическим снимкам оно идентифицировано как возникшее при ударе о дно отколовшегося айсберга размером в плане 0,8x4 км, а в высоту предположительно около 100 м. При таких параметрах он весит около 150–200 млн т, что почти на два порядка больше наблюдавшихся в данном регионе, включающем Штокмановское ГКМ.

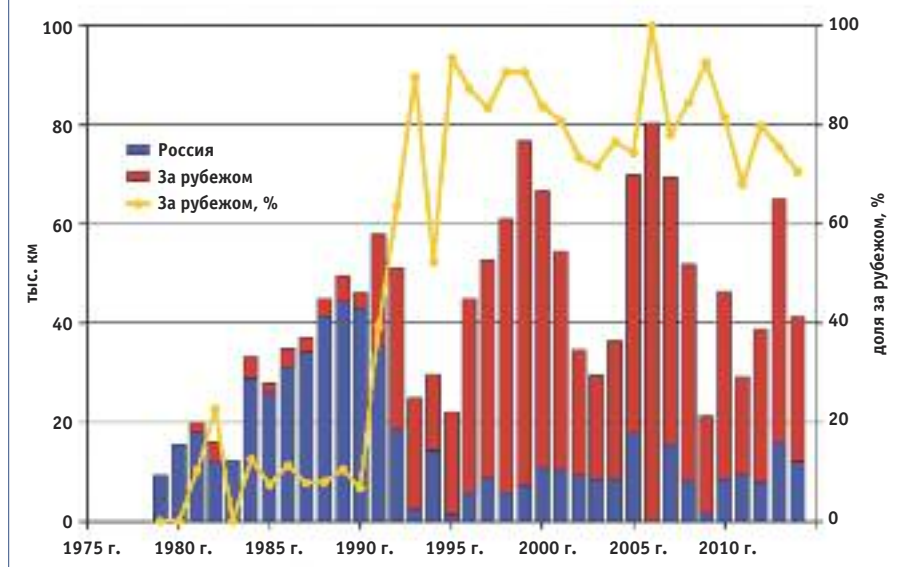
Заниженными оказались представления «Роснефти» о возможной штормовой нагрузке в Баренцево-Карском регионе. 10 августа 2012 г. в Карском море, вблизи архипелага Новая Земля, был зарегистрирован рекордный порыв ветра силой 55 м/с (198 км/час), что на 10% больше, чем в обобщающей таблице «Порывы ветра на высоте 10 м, возможные 1 раз в 100 лет» [6].

Минимальная площадь льда долгое время сокращалась, а в 2013 г. резко выросла – до 5,1 млн км<sup>2</sup> (в 1,5 раза больше, чем в 2012 г.) – и вплотную приблизилась к среднестатистическим значениям за 25 лет. Аналогичная площадь льда была и в 2014 г. После продолжительного сокращения на ряде участков Северного Ледовитого океана наблюдается расширение площади многолетнего льда. Вполне вероятно, что пик потепления пройден.

### ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ И БУРЕНИЕ НА ШЕЛЬФЕ

Распад СССР привёл к снижению активности ГРП на суше и море. В первые годы постсоветского периода объёмы сейсмических исследований методом общей глубинной точки (МОГТ) в акваториях России резко сократились. Основную инициативу в Баренцевом и Печорском морях

Рис. 5. Объёмы сейсморазведки МОГТ 2D СМНГ на российском и зарубежном рынках



проявлял «Газпром», который в трудные годы помог сохранить геофизический флот ведущей советской и российской морской сейсморазведочной компании — «Севморнефтегеофизика» (СМНГ, г. Мурманск). Также сохранился флот ОАО «Дальморнефтегеофизика» (ДМНГ, г. Южно-Сахалинск) и ОАО «Мурманская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ, г. Мурманск). Несмотря на значительный возраст (суда построены в основном в конце 1980 годов), флот находится в хорошем состоянии, неоднократно проходил модернизацию и оснащён современным геофизическим оборудованием зарубежного производства. Это позволяет выигрывать контракты практически во всех НГБ мира.

Всего российский геофизический флот насчитывает 13 судов для проведения сейсморазведки (около 8% общемирового количества), три из которых могут выполнять трёхмерные работы (3D) с числом сейсмоков от 4 (два судна) до 8 («Вячеслав Тихонов»/Polarcus ОАО «Совкомфлот»). Эти три судна существенно уступают в производительности современным зарубежным судам, способным работать с 12–22 сейсмоковами, что особенно важно в арктических условиях с коротким рабочим сезоном (2–5 месяцев).

До 2015 г. нехватка мощных отечественных судов для трёхмерной сейсморазведки компенсировалась арендой зарубежных. Однако в условиях санкций такие возможности сократились. Вместе с тем, в связи с продолжающимся глобальным кризисом и падением цен на нефть прак-

тически во всём Мировом океане наблюдается уменьшение масштабов ГРП, особенно в акваториях Арктики. В частности, в конце 2014 г. норвежская Statoil заявила о резком сокращении своей деятельности в ближайшие годы в Баренцевом море. В 2013–2014 гг. на шельфе Аляски снизили активность ConocoPhillips и Shell. После проведения компанией Cairn Energy неудачных ГРП на западном шельфе Гренландии (море Баффина) в данном регионе также наблюдается затишье. В результате стоимость акций ведущих зарубежных геофизических компаний упала в несколько раз.

### **Всего российский геофизический флот насчитывает 13 судов для проведения сейсморазведки (около 8% общемирового количества), три из которых могут выполнять трёхмерные работы (3D).**

В то же время в последние два десятилетия основная проблема России заключается не в отсутствии технических средств для проведения сейсморазведки, а в недостатке работы для имеющегося флота. Геофизические суда СМНГ, принадлежащие государству, вынуждены искать и выполнять большую часть работ за рубежом, развивая нефтегазовые отрасли конкурентов. Это наглядно видно на примере распределения выполненных объёмов двухмерной (2D) сейсморазвед-

ки МОГТ (см. рис. 5) [4]. В период 1991–2013 гг. средний масштаб работ СМНГ в России составил всего 10,1 тыс. км (20,9% общего объёма), а за рубежом — 38,2 тыс. км (79,1%).

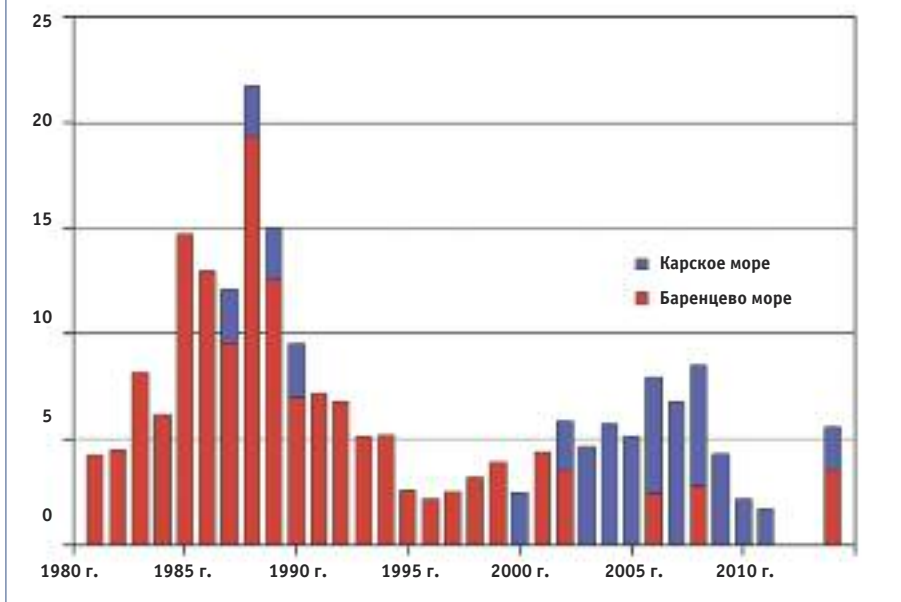
В то же время буровой флот, сформированный во времена СССР, почти полностью утерян (распродан). По инициативе «Газпрома» создан корпоративный флот ООО «Газфлот», успешно поработавший и открывший ряд месторождений в акваториях Карского моря, в основном в Обской и Тазовской губах. Здесь были обнаружены Каменномыское-море, Северо-Каменномыское, Чугорьяхинское и Обское месторождения, а также доказано морское продолжение Семаковское, Тота-Яхинское, Антипаютинское и Харасавэйское месторождений, открытых ранее на суше. Общий прирост запасов УВ составил около 2 млрд т н. э. Всего в 2000–2011 гг. на российском шельфе Арктики пробурено 34 скважины (см. рис. 6) [2, 4].

Однако в последние годы произошло снижение буровой активности: в 2011 г. пробурена всего одна скважина на морском продолжении месторождения Харасавэйское в Карском море, а в 2012-м и 2013 г. впервые за треть века геологоразведочных работ — ни одной.

С учётом лицензионных обязательств «Газпрома» и «Роснефти» ситуация с бурением на арктическом шельфе России должна исправиться, если не повлияют санкции. В 2014 г. было пробурено две скважины — в Баренцевом море на Долгинском месторождении («Газпром нефть шельф») и на Университетской структуре в Карском море («Роснефть»). Бурение самой северной в Карском море скважины на Университетской структуре осуществлено с ППБУ West Alpha (забой — 2115 м, глубина воды — 81 м). В результате открыто нефтегазовое месторождение Победа, поставленное на учёт Государственной комиссии по запасам. Его запасы по категории  $C_{1+2}$  составили 499 млрд м<sup>3</sup> газа и 130 млн т нефти. Таким образом, на протяжении около трети века в Карском море наблюдается 100-процентный успех буровых работ, что достойно занесения в книгу рекордов Гиннеса.

Бурение скважины в центральной части Долгинского нефтяного месторождения с СПБУ Saturn румынской компании GSP (забой 3500 м) преподнесло сюрприз. В терригенно-карбонатных отложениях перми-карбона вместо нефти открыт газ, что опровергает предположение о единой протяжённой (77 км) залежи нефти Долгинского месторождения и его крупных

Рис. 6. Объёмы бурения в Баренцевом и Карском морях, пог. км



запасах, ранее оценённых в 232 млн т. Судя по всему, придётся опять вернуться к первоначальному предположению о наличии двух нефтяных месторождений – Северо-Долгинского и Южно-Долгинского, – открытых первыми скважинами, пробуренными в 1998-м и 1999 г. СПБУ «Мурманская» силами ОАО «АМНГР» по заказу ООО «Газфлот».

Таким образом, по состоянию на начало 2015 г. в российских морях Западной Арктики пробурено 88 поисково-разведочных скважин и открыто 22 месторождения (включая переходную зону «суша – море») с суммарными запасами и ресурсами газа более 10 трлн м<sup>3</sup> и нефти (с конденсатом) – свыше 500 млн т.

В России освоение всех морских месторождений сопровождается трёхмерной сейсморазведкой (3D), однако сейсмический мониторинг (4D) проводился всего один раз – на Пильтун-Астохском месторождении компании Sakhalin Energy в 2010 г. с плавающими косами (судно компании PGS). Его результаты позволили понять произошедшие флюидозамещения в резервуаре, объяснить причины падения нефтедобычи, скорректировать объёмы водонагнетания и зоны размещения новых эксплуатационных скважин.

Применение сейсмомониторинга с донными кабелями (LoFS, PRM) обладает множеством преимуществ, включая возможность контроля в условиях, близких к реальному времени, флюидоперетоков по за колонному пространству (большая проблема многих отечественных и зарубежных

**По состоянию на начало 2015 г. в российских морях Западной Арктики пробурено 88 поисково-разведочных скважин и открыто 22 месторождения (включая переходную зону «суша – море») с суммарными запасами и ресурсами газа более 10 трлн м<sup>3</sup> и нефти (с конденсатом) – свыше 500 млн т.**

скважин) с формированием техногенных залежей и созданием аварийных ситуаций, нередко приводящих к катастрофическим выбросам газа. Таким образом, применение сейсмического мониторинга повышает не только эффективность нефтегазодобычи, но и безопасность освоения месторождений. Данные системы дополнительно позволяют контролировать передвижения подводных средств и персонала потенциальных противников, что усиливает обороноспособность страны, если сейсмомониторинг ведётся отечественными средствами и специалистами.

По инициативе ИПНГ РАН в 2012 г. приступили к разработке новых технологий сейсмического мониторинга для освоения морских месторождений, начиная с этапа бурения скважин. Проводится патентование. При наличии финансирования можно в двухлетний период в сотрудничестве с рядом специализированных организаций (концерны «Моринформсистема-

Агат», «Океанприбор» и другие) наладить производство технических комплексов сейсмомониторинга.

В связи с этим необходимо законодательно зафиксировать необходимость включения в лицензионные соглашения обязательного применения инновационных технологий сейсмического мониторинга на разрабатываемых уникальных и крупных морских месторождениях России.

Анализ основных направлений развития нефтегазовых отраслей зарубежных стран показал, что в первую очередь необходимо осваивать месторождения углеводородов из нетрадиционных залежей (сланцевые, низкопроницаемые, тяжёлые нефти) и глубоководных акваторий [3, 4]. С учётом геологических, ресурсных, геополитических и других специфических условий отметим рекомендуемые нами стратегически важные направления развития нефтегазовой отрасли России:

- рост объёмов ГРП не только в акваториях Арктики и других морей, но и главным образом на суше – именно здесь сосредоточены основные запасы и ресурсы углеводородов [3, 4];
- применение новых технологий увеличения эффективности нефтегазодобычи (КИН);
- повышение уровня рационального использования попутного нефтяного газа (снижение объёмов его сжигания);
- развитие и применение технологий добычи сланцевой и тяжёлой нефти;
- в первую очередь поиск и освоение месторождений углеводородов в транзитных и мелководных прибрежных зонах Арктики в районах с развитой инфраструктурой;
- увеличение роли государства в организации, проведении и финансировании ГРП.

#### Список литературы

1. Богоявленский В. И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы // Морской сборник. – М.: ВМФ, 2010. – № 9. – С. 53–62.
2. Богоявленский В. И., Лавров Н. П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Морской сборник. – М.: ВМФ, 2012. – № 6. – С. 50–58.
3. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В., Будагова Т. А. Экологическая безопасность и рациональное природопользование в Арктике и Мировом океане // Бурение и нефть. – 2013. – № 12. – С. 10–16.
4. Богоявленский В. И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: Монография. – М.: ВЭФ, 2014. – С. 11–175.
5. Виноградов Ю. А., Виноградов А. Н., Кровотытцев В. А. Применение геофизических методов для дистанционного контроля динамики процессов деструкции ледовых покровов Арктики. Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. – Обнинск: ГС РАН, 2011. – С. 87–89.
6. Шишкин А. Н., Сочнев О. Я., Логецкая М. А. Промышленные и экологические риски бурения в Карском море // Offshore (Russia), 2014. – № 2(4). – С. 74–76.

# Углеводородный бум Чёрного моря

Станет ли оно новым перекрёстком энергетических потоков или новым узлом политических противоречий?

Андрей ПАЛЮРА,  
ведущий инженер государственного  
унитарного предприятия Республики  
Крым «Черноморнефтегаз»

Несмотря на относительную дешевизну и избыток энергоресурсов, XXI век будет эрой «битвы за ресурсы», в первую очередь за углеводороды. Поэтому мировые энергетические гиганты обратили свои взоры на нетрадиционные способы получения нефти и газа, а также стали уделять большое внимание добыче углеводородов на шельфе. Глава ExxonMobil Exploration and Production Ukraine Джим Джонстон заявил, что к 2040 г. 12% всех углеводородных ресурсов будут извлекаться на глубоководном шельфе, причём Чёрное море – одна из последних акваторий (не считая Арктики), где не велась добыча на глубоководье. Поэтому, пока крупнейшие нефтегазовые корпорации нацелились на арктический шельф или пытаются серьёзно «углубиться» в привычных регионах шельфовой добычи, страны Черноморского бассейна намерены в полной мере использовать углеводородные богатства, находящиеся у их берегов.

## ВСЕ ИЩУТ – НЕ ВСЕ НАХОДЯТ

Существуют различные оценки запасов Чёрного моря – от незначительных до 2 трлн м<sup>3</sup> газа, что сравнимо с потенциалом сахалинского шельфа. Такое расхождение связано с тем, что данная акватория ещё недостаточно изучена.

На сегодняшний день шельф Чёрного моря с разной степенью успешности осваивают четыре страны – Россия, Румыния, Болгария и Турция. Наиболее заметных результатов в этой сфере добилась Румыния. Первая глубоковод-



**Существуют различные оценки запасов Чёрного моря – от незначительных до 2 трлн м<sup>3</sup> газа, что сравнимо с потенциалом сахалинского шельфа. Такое расхождение связано с тем, что данная акватория ещё недостаточно изучена.**

ная скважина Домино-1 в румынском секторе была пробурена в начале 2012 г. По предварительным оценкам, запасы открытого ею месторождения составили 84 млрд м<sup>3</sup>, что позволяло румынским политикам сделать скоропалительные заявления о грядущей энергетической независимости страны (сей-

час она на 70–80% зависит от поставок российского газа).

Изучив данные бурения, специалисты компаний OMV и ExxonMobil озвучили более скромную цифру возможных извлекаемых запасов – 40 млрд м<sup>3</sup>, – не исключив возможности её дальнейшей корректировки. Для глубоководной добычи такие объёмы не очень рентабельны, поэтому Румыния постоянно предпринимает попытки увеличения запасов. Основные работы ведутся на блоке Нептун.

Позднее запасы на шельфе были вновь переоценены, по последним данным они составляют 103 млрд м<sup>3</sup>. Однако, принимая во внимание общий уровень потребления газа в Румынии и дороговизну шельфовых работ, вряд ли страна в обозримом будущем сможет обходиться без российских поставок.





**Болгария** разрабатывает шесть участков на шельфе Чёрного моря. Ряд месторождений были открыты на блоке Галата, где с переменным успехом осуществляла работу ирландская фирма Petroselctic. В частности, она пробурила 900-метровую скважину стоимостью 9 млн долларов, давшую приток газа, объёмы которого ниже коммерческих. Была расконсервирована скважина на эксплуатируемом месторождении Калиакра и проведён конкурс на крупный глубоководный блок Хан Аспарух. Победителем стал консорциум в составе французской Total, испанской Repsol и австрийской OMV.



**Турция** тоже стремится начать освоение шельфа Чёрного моря, хотя пока она не может похвастаться большими достижениями – до недавнего времени не удавалось обнаружить крупных залежей газа. Незначительные объёмы добываются лишь на небольших мелководных месторождениях суббассейна Южная Аккакока. Ранее Турецкая государственная нефтяная корпорация (ТРАО) подписала договор с энергетической компанией Shell о создании на паритетной основе совместного предприятия для проведения сейсморазведочных работ 3D и бу-

рения одной глубоководной скважины на западном блоке Киркларелли. Площадь работ составляла 1,5 тыс. км<sup>2</sup>.

В 2012 г. первое место по добыче газа в Чёрном море занимала Румыния – 1,8 млрд м<sup>3</sup>. Компания «Черноморнефтегаз» извлекла из недр 1,17 млрд м<sup>3</sup>, на шельфе Болгарии было получено всего 390 млн м<sup>3</sup> «голубого топлива», а Турции – 130 млн м<sup>3</sup>. С сентября 2013 г. «Черноморнефтегаз» вырвался в лидеры с суточной добычей свыше 5 млн м<sup>3</sup>, в то время как в Румынии она составляла 4,8 млн м<sup>3</sup>.

### КРЫМСКАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ ЭПОПЕЯ

История разведки и добычи углеводородов на черноморском шельфе России имеет давнюю историю. Геологическое изучение Крыма началось вскоре после его вхождения в состав Российской империи, в 1780–1790 годы. В 1838 г. на Керченском полуострове был построен первый завод по производству асфальта, впоследствии разрушенный в ходе Крымской войны<sup>1</sup>. Бурение первых скважин на нефть южнее Керчи произошло в 1864 г., то есть в самом начале эры промышленной добычи «чёрного золота».

Основные работы по освоению Черноморского региона были произведены во времена СССР. В 1920 годах заложена база стратиграфии и тектоники Крыма, дана научно обоснованная оценка перспектив нефтегазоносности недр полуострова. И уже в 1933 г. создан трест «Крымгазнефть». За 8 лет его деятельности получены обнадеживающие результаты на ряде площадей, однако месторождений промышленного значения открыто не было.

<sup>1</sup> Подробнее см.: Матвейчук А. «Перекрыстки российского асфальта» в этом номере «Нефти России».



С начала 1960-х развернулись поисково-разведочные работы в степных и предгорных районах полуострова. В ноябре 1960 г. на Задорненской площади забил фонтан газа. В мае 1961 г. закончена нефтяная скважина № 1 на Октябрьской площади. В 1966 г. в эксплуатацию введено первое месторождение в Крыму – Глебовское газоконденсатное.

Бурение разведочных скважин на шельфе Чёрного моря начато в 1972 г., и уже в 1974 г. открыто газоконденсатное месторождение Голицыно – первое в акватории. В 1976 г. к системе газоснабжения подключено Стрелковое газовое месторождение. Крымскую сеть газопроводов соединили с материковой ГТС.

Приказом Министерства газовой промышленности СССР от 20 октября 1978 г. № 209-орг. создано ПО «Черноморнефтегазпром» с целью поиска в Крыму, в том числе на шельфе Азово-Черноморского бассейна, месторождений углеводородов с последующей их разработкой. В дальнейшем оно было преобразовано в «Черноморнефтегаз». И уже в 1979 г. была введена в эксплуатацию первая самоподъёмная плавучая буровая установка «Сиваш» и начато обустройство Голицынского ГКМ.

Первую ледостойкую платформу в Азовском море, на месторождении Стрелковое, построили в 1981 г. А в 1983 г. завершилось создание первой нитки морского газопровода Голицыно – берег и началась добыча на этом месторождении. Кроме того, в промышленную эксплуатацию ввели Семёновское месторождение на Керченском полуострове. Наконец, в том же году ПО «Черноморнефтегазпром» начало поисковое бурение на шельфе Болгарии.

После распада СССР, несмотря на непростую ситуацию в экономике, Автономной Республике Крым удалось сохра-

нить уникальное предприятие. В общем энергетическом балансе РФ предприятие не играет значительной роли, поскольку Россия и так является мировым лидером по запасам и добыче нефти и газа. Но не стоит забывать, что на сегодняшний день «Черноморнефтегаз» – единственный поставщик «голубого топлива» крымчанам – играет огромную социальную роль, обеспечивая более 4 тыс. человек рабочими местами и являясь главным налогоплательщиком республики. И это в тот момент, когда Украина прилагает огромные усилия по экономической и политической блокаде российского полуострова.

Кроме того, на восточном участке российского сектора Чёрного моря работает «Роснефть», которая должна в течение 10 лет провести сейсморазведку и пробурить разведочные скважины. На территории более 3 тыс. км<sup>2</sup> сейсморазведка 3D уже завершена, определено шесть перспективных структур на глубинах моря от 600 м до более чем 2 км. На соседнем участке – Туапсинском прогибе – «Роснефть» также проводила ГРП. Нефтяные запасы каждого из этих блоков оцениваются в 1 млрд т.

### Отголоски ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОЙН

В целом сегодня в Чёрном море добывается свыше 4 млрд м<sup>3</sup> газа в год, что не делает данную акваторию зоной глобальной энергетической игры. Тем не менее первые отголоски «битвы за ресурсы» здесь уже слышны.

Примером может служить затяжной спор за остров Змеиный. 16 сентября 2004 г. Румыния подала в Международный суд ООН в Гааге иск против Украины, касающийся делимитации морских границ исключительной экономической зоны и континентального шельфа в Чёрном море. 3 февраля 2009 г. суд огласил решение: Змеиный не должен учитываться в пользу Украины при определении морских границ. Обе стороны выразили удовлетворение данным решением и заявили о победе в споре, но на самом деле Украина потеряла 14 тыс. км<sup>2</sup> морской акватории и минимум 10 млн т нефти и 10 млрд м<sup>3</sup> газа. Хотя имеется экспертное мнение, что «голубого топлива» там гораздо больше.

В последнее время Чёрное море благодаря своему географическому положению стало играть важную геополитическую роль. Оно превращается в зону газового транзита. Проекты по транспортировке



### Чёрное море становится местом сплетения интересов и возможностей региональных и глобальных энергетических компаний. И роль данного региона будет возрастать.

«голубого топлива» через его акваторию предлагались большим количеством стран. Но многие из них можно назвать нереалистичными и неосуществимыми по разным причинам. Так, некоторые проекты изначально были задуманы как политические и не имели под собой ни технической, ни экономической составляющей.

Например, в рамках обозначенного официальным Киевом приоритета «Новая энергия» был разработан национальный проект «LNG Украина». Его основная задача – создание инфраструктуры для поставки сжиженного газа на Украину. Активно обсуждать проект начали ещё в 2007 г. Осенью 2011 г. даже заказали технико-экономическое обоснование. Местом размещения СПГ-терминала был выбран порт Южный в Одесской области. Его строительство разделено на два этапа. На первом необходимо провести дноуглубительные работы стоимостью 121 млн евро и построить соединение с газопроводом высокого давления за 113 млн евро. Кроме того, в рамках первого этапа следует арендовать судно-терминал по приёму СПГ мощностью 5 млрд м<sup>3</sup> в год. Пуск терминала намечен на 2016 г. На втором этапе планируется построить наземный терминал стоимостью 735 млн евро и мощностью 5 млрд м<sup>3</sup> в год.

Но данный проект запомнился больше всего не своими грандиозными планами,

а примечательным казусом. 26 ноября 2012 г. председатель Государственного инвестиционного агентства Украины заявил, что Киев и испанская компания Gas Natural Fenosa подписали протокол о намерениях по созданию консорциума для строительства LNG-терминала. Была названа и стоимость проекта – 1,1 млрд долларов. Но испанская корпорация с недоумением сообщила, что человек, который якобы подписал протокол от её имени, не работает в компании и ей неизвестен. Как выяснило впоследствии агентство Reuters, самозванец на самом деле являлся... лыжным инструктором и мелким бизнесменом из Барселоны.

Между тем, многие эксперты выражают сомнение в жизнеспособности подобного проекта. Так, Турция вряд ли станет пропускать танкеры с сжиженным газом для Украины. Министр энергетики страны в июне 2014 г. сообщил, что Анкара выступает против сооружения СПГ-терминала в Одессе. А политик Тонер Йылдыз напомнил о слишком больших рисках поставок дополнительных объёмов топлива через Босфор в условиях очень интенсивного трафика.

Ранее были практически заморожены два других проекта, связанных с транзитом «голубого топлива» через акваторию Чёрного моря, – сооружение трубопроводов Набукко (проектная мощность – 26–32 млрд м<sup>3</sup>) и «Белый поток» (32 млрд м<sup>3</sup>).

Другой проект по транспортировке газа через Чёрное море, весьма практичный и реалистичный, разбился о стену европейской бюрократии в виде Третьего Энергопакета. А ведь он в случае осуществления был подкреплён и солидной ресурсной базой для поставок «голубого топлива» европейским потребителям, и финансами «Газпрома». Однако новая газовая труба по дну Чёрного моря всё равно будет проложена, но в направлении не Болгарии, а Турции, что значительно усилит роль последней в качестве транзитёра газа в страны Европейского союза. Новый маршрут пройдёт практически параллельно уже существующему «Голубому потоку».

Итак, Чёрное море становится местом сплетения интересов и возможностей региональных и глобальных энергетических компаний. И роль данного региона будет возрастать. Но только рациональный и прагматичный подход к энергетическим проектам в черноморской акватории может принести их участникам долгосрочные и весомые экономические и социальные дивиденды. ■

# Манёвры на фоне санкций



Прошлый год может остаться в истории отечественной нефтепереработки как вершина, покорить которую повторно в ближайшее время не удастся

Максим ГРЕБЕННИКОВ

Российская нефтепереработка в 2014 г. продемонстрировала впечатляющие результаты, одни из лучших в новейшей истории РФ. Основную роль в этом сыграла реализуемая программа модернизации отечественных НПЗ. Ожидается, что уже в следующем году такой темп позволит полностью перейти на выпуск топлива класса Евро-5 при одновременном сокращении производства мазута. Однако прекращение доступа к западному финансированию и технологиям заставило нефтепереработчиков в авральном режиме заняться импортозамещением. Кроме того, непонятны последствия для отрасли так называемого налогового манёвра. Данные факторы уже в ближайшей перспективе могут привести к невыполнению программ модернизации НПЗ.

## Что заставляет пересматривать планы?

Результаты деятельности нефтеперерабатывающей отрасли за 2014 г. озвучил 2 марта на встрече с президентом Владимиром Путиным глава Минэнерго Александр Новак. По его словам, за прошлый год введено в эксплуатацию 13 установок глубокой переработки, а всего за последние годы – 47 установок, включая как новые, так и модернизированные. Это позволило довести объёмы выпуска бензинов Евро-5 до 65% от общего производства. Ожидается, что в наступившем году этот показатель составит 75%, а для дизтоплива аналогичного класса он достигнет 80%. Новак считает, что такие темпы дадут возможность к 1 января 2016 г. полностью перейти на пятый класс.

Доля переработки нефти в общем объёме её добычи возросла на 2,2% по сравнению с 2013 г. и составила 56,1%. На крупнейшие ВИНК – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть», «Башнефть» и «Сургутнефтегаз» – пришлось около 68,3% общего объёма переработки (см. табл. 1). Индекс производства нефтепродуктов по итогам прошлого года – 104,9% по сравнению с 2013 г. (см. табл. 2). Увеличился и экспорт данной продукции (см. табл. 3).

Согласно данным министерства, российские НПЗ увеличили глубину переработки нефти до 72%. По словам Новака, техническая модернизация отечественных заводов идёт с перевыполнением тех планов, которые ранее ставили перед собой российские нефтяники и Минэнерго. В среднесрочной перспективе, к 2020 г., по мере ввода новых установок ожидается рост глубины переработки до 85%, что позволит производить исключительно высококачественные нефтепродукты.

Однако ещё в середине ноября 2014 г., на III Международном форуме по энергоэффективности и энергосбережению (ENES-2014), Новак заявлял, что отечественные НПЗ к 2020 г. должны увеличить глубину переработки до 92%. Выходит, что за четыре месяца прогноз министерства снизился на 7%. С тех пор ряд министерских спикеров предупреждали об угрозе сдвига ранее намеченной программы модернизации. А вице-премьер Аркадий Дворкович не исключил возможности задержки реконструкции НПЗ «Роснефти» на период от полугода до года. Что же заставило пересмотреть программу технического обновления отрасли?

### СОГЛАШЕНИЕ ЧЕТЫРЁХ

С 2010-го по 2013 г. суммарная мощность перерабатывающих мощностей в стране выросла на 11,5% – с 249,3 до 279 млн т. Основным локомотивом отрасли стали действующие НПЗ, входящие в состав вертикально интегрированных компаний. На их долю пришлось 57% прироста объёмов. Активное строительство малых НПЗ обеспечило 34% прироста. Кроме того, перерабатывающие мощности заметно увеличились благодаря запуску крупного комплекса «Татнефти» в Нижнекамске.

В целом расширение объёмов переработки стало возможным благодаря повышению инвестиционной активности. Вложения в нефтепереработку в РФ только за прошлый год выросли до 290 млрд рублей. Всего за последние несколько лет отечественные нефтяные компании инвестировали в модернизацию НПЗ около 830 млрд рублей. В текущем году запланировано вложить примерно 250 млрд.

Основные активы отечественной нефтепереработки сосредоточены в Приволжском федеральном округе, на который приходится более 41% совокупного выпуска нефтепродуктов. В абсолютных цифрах наилучшую динамику за последние четыре года продемонстрировал ПФО, увеличив объём переработки на 9,4 млн т.

«В РФ традиционно перерабатывалось ровно столько нефти, сколько было нужно для производства бензина, потребляемого внутри страны. При этом по действующим технологическим схемам «выход» дизеля был вдвое больше, чем необходимо потребителю. Чтобы устранить этот дисбаланс, пришлось взяться за регули-

Табл. 1. Объёмы переработки нефти по компаниям в 2014 году, %

«Роснефть»	26,6
«ЛУКОЙЛ»	15,6
«Газпром нефть»	11,1
«Башнефть»	7,5
«Сургутнефтегаз»	6,7
«Славнефть»	5,3
«ТАИФ-НК»	2,9
«ТАНЕКО»	2,9
«Газпром нефтехим Салават»	2,9
«Антипинский НПЗ»	2,2
«Орскнефтеоргсинтез»	2,1
«Африпский НПЗ»	2,0
ГПЗ «Газпром»	2,0
«НОВАТЭК – Усть-Луга»	1,6
«Хабаровский НПЗ»	1,5
«Краснодарский НПЗ»	0,9
«Новошахтинский НПЗ»	0,9
«Ильинский НПЗ»	0,9
«Яйский НПЗ»	0,9
«Марийский НПЗ»	0,3
«Ярославский НПЗ»	0,1
Прочие	3,0

Источники: ЦДУ ТЭК.

ровку таможенного и налогового режимов, что положило начало активному росту переработки. Однако получилось так, что увеличивался масштаб переработки, но не её глубина», – отмечает заместитель генерального директора компании CREON Energy Филипп Никонов.

Точкой отсчёта активной модернизации отечественной нефтепереработки стал 2008 г. Тогда приняли целый ряд документов, которые упрощали реконструкцию предприятий. В первую очередь речь

идёт о постановлении Правительства РФ № 118 от 28 февраля 2008 г., которое ввело в действие Технический регламент «О требованиях к автомобильному, авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Данный документ устанавливал ограничения по качеству нефтепродуктов и сроки перехода на более экологичное топливо. Тем самым Правительство РФ попыталось подтолкнуть нефтяников к более активному углублению переработки сырой нефти.

На основании Техрегламента с 1 января 2013 г. из оборота выводилось топливо класса Евро-2, с 1 января 2015 г. исключалось использование топлива класса Евро-3, а ещё через год – 4-го класса. Ранжирование топлив по классам не подразумевало увеличения октанового числа, а ужесточало экологические нормы по содержанию в горючем ароматики и других вредных примесей по аналогии с классами Евро, принятыми в Евросоюзе.

Введение Техрегламента стимулировало инвестиции в нефтепереработку. Однако сократилось привлечение средств в геологоразведку. В результате рост перерабатывающих мощностей стал опережать темпы увеличения добычи. Такой перекоп заставил Правительство РФ искать новую формулу, которая могла сбалансировать секторы upstream и downstream. Поэтому в октябре 2011 г. вступила в силу новая налоговая система, получившая известность как формула «60-66-90». В частности, она предполагала использование в расчётах пошлины на нефть предельной ставки в размере 60%

Табл. 2. Производство основных видов нефтепродуктов в 2014 г., млн т

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Всего	2014 г. в % к 2013 г.
Нефть, поступившая на переработку (первичная переработка)	24,6	22,5	24,6	22,7	2,8	24,7	25,1	25,9	23,6	24,6	24,9	25,4	293,4	104,9
Бензин автомобильный	3,4	3,1	3,3	2,8	3,1	3,2	3,2	3,4	3,1	3,0	3,2	3,6	38,4	98,8
Топливо дизельное	6,6	6,2	6,6	6,1	6,6	6,4	6,5	6,6	6,1	6,0	6,5	6,7	76,9	107,4
Мазут топочный	7,1	6,4	7,0	6,2	6,6	6,5	6,7	6,6	6,2	6,7	6,8	7,2	80,0	104,9

Источники: МЭР, Минэнерго, Минпромторг РФ.

Табл. 3. Экспорт основных видов нефтепродуктов в 2014 г., млн т

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Всего	2014 г. в % к 2013 г.
Нефтепродукты, всего	11,6	9,2	16,7	15,0	13,9	13,0	17,0	13,9	13,0	14,2	14,5	13,2	165,2	110,7
Бензин автомобильный	0,3	0,3	0,6	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	4,0	98,7
Топливо дизельное, не содержащее биодизель	3,1	3,0	5,7	4,1	4,3	3,7	4,8	4,2	3,5	3,8	4,1	3,5	47,8	113,3
Другие топлива жидкие, не содержащие биодизель	6,4	4,4	8,2	7,7	7,1	7,2	9,1	7,3	7,2	7,3	7,2	8,0	87,1	105,5

Источники: МЭР, Минэнерго, Минпромторг РФ.



вместо 65% и выравнивание ставок пошлин на светлые и тёмные нефтепродукты на уровне 66% от пошлины на нефть. По задумке это должно было нивелировать избыточную прибыльность производства мазута и его экспорта. Однако цель не была достигнута – доля мазута в производстве нефтепродуктов и объёмы его экспорта остаются весьма значительными (см. табл. 4 и рис.).

После «бензинового кризиса» на внутреннем рынке в апреле 2011 г. была введена пошлина на данное топливо в размере 90% от пошлины на нефть, а с 1 июня 2012 г. и на прямогонный бензин.

Кроме того, заключены четырёхсторонние соглашения между ФАС России, Ростехнадзором, Росстандартом и ВИНК, ход реализации которых контролирует Минэнерго. Речь идёт о выполнении за «пяtilетку» программы реконструкции и строительства 126 установок вторичных процессов на НПЗ (см. табл. 5). Она включает три этапа: мероприятия по закупке техоборудования, строительномонтажные и пусконаладочные работы.

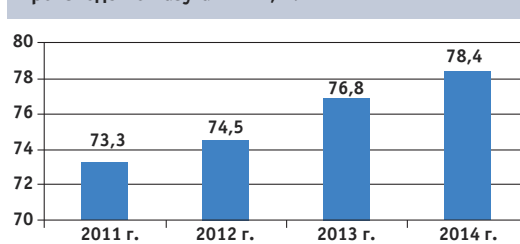
«Идея была такова, что снижение экспортной пошлины на сырую нефть позволит ВИНК перенаправить часть средств на инвестиции в увеличение глубины переработки. Она действительно увеличилась. Однако тонкость в том, что хоть это и произошло, но выпуск мазута не сократился, что можно объяснить расши-

Табл. 4. Структура выпуска нефтепродуктов в РФ, %

Топливо	1991 г.	2000 г.	2013 г.
Мазут	31	31	28
Дизтопливо	25	28	26
Бензин	14	16	14
Авиакеросин	5	4	4
Прочее	25	21	28

Источники: данные аналитиков, расчёты CREON Energy.

Производство мазута в РФ\*, млн т



\* В 2014 г. – предварительные расчёты.

Источники: ЦДУ ТЭК.

рением общей добычи нефти и её переработки», – уточняет Филипп Никонов.

### СХВАТКА ЗА ЕВРОПУ

Сработала ли данная схема? Идея правительственных органов относилась ко времени, когда цена на нефть находилась стабильно выше 100 долларов за баррель, что делало выгодным экспорт и нефтепродуктов. А иностранное кредитное финансирование не сковывалось западными санк-

циями. Другими словами, нефтяники вполне могли себе позволить вкладывать средства в модернизацию НПЗ.

Кроме того, схема таможенных пошлин «60-66-90» делала привлекательным экспорт дизельного топлива, что также повлияло на ввод новых перерабатывающих мощностей. Не стоит забывать и о том, что рывок в развитии российской нефтепереработки пришёлся на президентство Дмитрия Медведева (2008–2012 гг.), который провозгласил движение по пути инноваций. Для нефтяной отрасли это трансформировалось в идеологию производства нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью.

Более того, конъюнктура рынка в начале 2010-х способствовала приобретению европейских НПЗ, которые и по сей день работают с минимальной маржой. «Роснефть» купила доли в четырёх германских НПЗ, а «ЛУКОЙЛ» – 45% акций голландского НПЗ TRN, и они не собирались на этом останавливаться. То есть российские ВИНК старались перенести своё производство поближе к источникам спроса. Однако экспансия отечественных компаний заставила вла-

сти напомнить им о необходимости модернизировать собственные российские НПЗ, поэтому основная ставка была сделана на экспорт готовых нефтепродуктов, а не сырой нефти для загрузки собственных перерабатывающих активов за рубежом.

Такая тактика, возможно, оправдывает себя, поскольку НПЗ Центральной и Западной Европы испытывают серьёзный прессинг в конкурентной борьбе за конечного потребителя, а ценовой демпинг заставляет работать их на грани рентабельности. Кроме того, европейский рынок «поджимают» новые производители нефтепродуктов из стран Ближнего Востока, которые анонсируют или уже реализуют проекты по строительству гигантских НПЗ.

Среди экономистов и аналитиков отрасли в настоящее время широко обсуждается опубликованный вариант Прогноза развития энергетики мира и России до 2040 г., подготовленный ИНЭИ РАН и Аналитическим центром при Правительстве РФ. Документ предлагает два перспективных варианта развития отечественной переработки.

Первый вариант основывается на росте потребления нефти и газа, второй предполагает более активное использование угля, особенно странами Азии. Основной вариант предрекает, что 2015 г. станет пиковым в процессе наращивания масштабов российской нефтепереработки. А затем начнётся её пятилетний спад. Постепенное восстановление стоит ожидать после 2020 г. (до 280 млн т к 2040 г.).

Исследование подтверждает, что отечественной нефтепереработке для удовлетворения потребностей страны в моторных топливах и других нефтепродуктах необходимы модернизация и расширение мощностей – как по первичной переработке, так и по вторичной. Согласно документу, предстоит активно наращивать мощности по производству горючего и нефтехимических продуктов. Однако 85-процентная глубина переработки будет достигнута только к 2040 г., тогда же стоит ожидать увеличения выхода светлых нефтепродуктов – с 55% до 73%.

В документе отмечается, что загрузка отечественных НПЗ снизится. Прежде всего, это связано с перенасыщением нефтепродуктами рынка Европы. Ведь помимо российских ВИНК и ближневосточных компаний поставку дизтоплива будут осуществлять и Соединённые Штаты. Это и есть основные причины, которые могут в ближайшие годы привести к

**Табл. 5. Ввод установок для переработки нефти на НПЗ РФ, прогноз до 2020 г.**

Технологический процесс	Количество
Гидроочистка дизельного топлива	35
Гидрокрекинг	20
Каталитический риформинг	18
Изомеризация	17
Каталитический крекинг	11
Алкилирование	9
Производство МТБЭ	8
Гидроочистка бензиновой фракции	8
<b>Всего</b>	<b>126</b>

Источники: расчёты CREON Energy.

замедлению темпов роста нефтепереработки в РФ.

### В ТИСКАХ ЛИЦЕНЗИАРОВ

Учитывая нынешние условия, можно констатировать, что для российских ВИНК конкуренция за европейский рынок будет наиболее сложной. Помимо заморозки кредитных линий иностранных банков, большие негативные последствия способны оказать запрет на поставку западного оборудования и приобретение лицензий на технологии у западных инжиниринговых компаний.

Отсутствие отечественных аналогов зарубежным технологиям и раньше было головной болью для нефтяников, которые вынуждены покупать у лицензиаров технологии на монопольных условиях. К примеру, сооружение большинства установок вторичной переработки для российских НПЗ ведётся иностранными компаниями, которые прямо прописывают в контрактах, что разработку предпроектной и рабочей документации они будут вести собственными силами, тем самым выталкивая из процесса российские научные центры. Отечественным компаниям остаются лишь подготовка разрешительной документации и ряд второстепенных вопросов.

Такие американские корпорации, как ConocoPhillips, Chevron, Foster Wheeler, закладывают в свои проекты использование ряда материалов, катализаторов и добавок, ориентируясь на иностранных же поставщиков. В результате даже немногочисленные российские компании попросту не фигурируют в данных контрактах.

Необходимость перехода российских ВИНК на отечественные технологии и оборудование диктуется не только заботой об импортозамещении, но и желанием сократить расходы на запасные части иностранного производства. Как правило, отечественные аналоги в разы дешевле,

но при их применении западные лицензиары снимают с себя всякие гарантийные обязательства. Выходом из этой ситуации может стать формирование списка российских производителей с указанием технических параметров выпускаемой продукции. Кроме того, обсуждается законодательная инициатива, которая поставит жёсткие условия инжиниринговым компаниям по выбору отечественных поставщиков или локализации части производства на территории РФ.

В Минэнерго не отрицают, что ведомство готово «простить» компаниям задержку модернизации НПЗ, если она произошла по причине перехода на использование отечественных технологий и оборудования. Впрочем, по ряду направлений, таких как производство систем охлаждения, центробежных насосов, внутренних устройств и печного оборудования, мы основательно отстаём от иностранных производителей. Поэтому даже льготы для компаний, разрабатывающих аналоги иностранным технологиям, не смогут в обозримом будущем облегчить жизнь нефтяникам.

### ОПАСНОЕ ОТСТАВАНИЕ

«Цена 60 долларов за баррель нас тоже устраивает», – заявил в конце ноября прошлого года глава «Роснефти» Игорь Сечин, хотя двумя месяцами ранее он был уверен, что цена не опустится ниже 90 долларов. Однако, по его словам, в нынешних условиях дорогостоящие проекты придётся отложить.

Действительно, при цене нефти 50–60 долларов за баррель российские ВИНК так же, как и зарубежные компании, будут ощущать основательную нехватку средств для инвестирования не только в разведку и добычу, но и в углубление переработки. Для россиян это достаточно болезненно, особенно на фоне ослабления рубля. Ведь значительная часть оборудования импортируется по ценам, зафиксированным в долларах и евро.

«Большая часть оборудования, которое могли бы приобрести российские нефтяники для увеличения переработки на своих НПЗ, не попало под санкции. Отмечу, что списка “запретного” оборудования для нефтепереработки не существует... Гораздо ощутимее для нефтепереработчиков оказалось падение рубля, поскольку техника, различные катализаторы и расходные материалы закупаются за валюту», – говорит Ф. Никонов.

Нехватка инвестиций уже начинает сказываться на темпах модернизации

НПЗ, о чём ранее говорил Аркадий Дворкович. В частности, могут быть сдвинуты сроки окончания строительства установок изомеризации на Рязанском НПЗ и «Газпром нефтехим Салавате», а также установки каталитического крекинга на Омском НПЗ. Аналитики не исключают, что вместо запланированного на 2015 г. ввода 23 новых установок, будет построено лишь 8.

Если данные опасения оправдаются, то основательный сдвиг планов по модернизации возможен и в последующие годы. К примеру, планы на 2016 г. уже подверглись корректировке – представители отрасли говорят о вводе 6 установок, тогда как ещё полгода назад речь шла о 19 новых установках и реконструкции 8 действующих.

Более того, ещё с осени участники рынка упорно повторяли информацию о том, что четыре НПЗ «Роснефти» могут оказаться нерентабельными из-за изменений в налоговом законодательстве. Речь идёт о Комсомольском, Рязанском, Саратовском и Ачинском НПЗ, который сейчас остановлен из-за пожара. Его ввод в эксплуатацию должен состояться до конца года. Также в «тревожном списке» находятся Киришский НПЗ «Сургутнефтегаза» и Орский НПЗ «РуссНефти».

### НАЛОГОВОЕ МАНЕВРИРОВАНИЕ

Ещё одним широко обсуждаемым нововведением в нефтяной сфере стала реформа, получившая название «большого налогового манёвра». С 1 января 2015 г. поэтапно, за три года, будут сокращены экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты (в 1,7 раза на нефть и в 1,7–5 раз на нефтепродукты в зависимости от вида). Одновременно увеличивается ставка НДС на нефть (в 1,7 раза) и газовый конденсат (в 6,5 раза).

После того как были озвучены основные параметры налогового манёвра, практически все крупные нефтяные компании выступили против его осуществления. Нефтяники опасались снижения рентабельности добычи из-за роста НДС, повышения стоимости нефтепродуктов на внутреннем рынке и возможных последствий увеличения пошлины на мазут. По мнению Филиппа Никонова, в результате налогового манёвра становится выгоднее вывозить сырую нефть, нежели заниматься её переработкой.

В Минфине критику не принимают, заявляя, что и без «налогового манёвра» нефтяную отрасль в 2015 г. ждали очень серьёзные изменения. Так, ставку экс-



«Газпром нефть»

портной пошлины на тёмные нефтепродукты с 2015 г. планировалось увеличить в 1,5 раза и уравнивать со ставкой пошлины на нефть. Ещё в 2011 г. предполагалось, что за три последующих года нефтеперерабатывающая отрасль подвергнется глубокой модернизации, в результате чего выход тёмных нефтепродуктов существенно снизится – с 35–40% до 20–25%.

Однако уже в прошлом году стало ясно, что намеченную модернизацию к 2015 г. завершить не удастся. В таких условиях повышение пошлины на мазут не стало бы обузой для реконструированных НПЗ, зато поставило бы крест на 150 мини-НПЗ, выпускающих лишь первичные нефтепродукты. В целом увеличение пошлины привело бы к неизбежному сокращению объёмов переработки, что грозило локальными дефицитами нефтепродуктов. В результате было решено отказаться от резкого повышения экспортных пошлин на мазут (до 100%) и поднимать эту ставку постепенно до 2017 г.

Разработчики налогового манёвра подчёркивают, что такая схема не только растягивала процесс увеличения пошлины на тёмные нефтепродукты и сводила шок нефтепереработчиков на «нет», но и приводила к уменьшению размера выпадающих доходов бюджета. Сами формулы ставок экспортной пошлины и НДС, которые рассчитываются в зависимости от цен на нефть, отличаются друг от дру-

га. Например, при снижении стоимости нефти экспортная пошлина уменьшается быстрее, чем ставка НДС. Поскольку нынешний налоговый манёвр переносит основную нагрузку с пошлины на НДС, экономисты рассчитали, что «точка равновесия» в марже составит 72 доллара за баррель нефти.

В Минфине уверены, что формула налогового манёвра окажется рабочей и при низких ценах на нефть (40–60 долларов за баррель). Так, при цене 50 долларов за баррель поступления в госказну вырастут почти на 6 млрд рублей. Однако в министерстве предполагают, что в данном случае прибыль нефтяных компаний подсчитать гораздо сложнее, поскольку условия добычи сильно варьируются в зависимости от параметров месторождения.

Впрочем, увеличение НДС ляжет на плечи не только небольших НПЗ, но и добывающих компаний. Если для крупных ВИНК рост налога во многом компенсировался снижением экспортной пошлины, то для независимых предприятий, у которых экспортные объёмы невелики, а доля НДС в себестоимости доходит до 70%, это стало ударом. Нефтяники возмущались, указывая, что закон не вводит поправок на размер месторождений. По их мнению, во всём мире малые компании имеют налоговые льготы либо действует прогрессивная шкала или налог на добавленный доход.

\*\*\*

Итак, отечественная переработка вступила в 2015 год, будучи обременённой сразу несколькими проблемами, следовательно, прошлый год может остаться в памяти нефтяников как вершина, покорить которую повторно в ближайшее время не удастся. Самым сильным ударом для отрасли стали санкции, наложенные на иностранное кредитование нефтепереработчиков. А это затруднило приобретение зарубежных технологий и оборудования.

Другими словами, отечественная переработка лишилась сразу двух необходимых компонентов – средств и технологий. Неизвестно, насколько длительными будут западные санкции и какое воздействие окажет налоговый манёвр на дальнейшую модернизацию российских НПЗ. Вполне возможно, что сценарий стагнации, описанный в Прогнозе развития энергетики мира и России ИНЭИ РАН, может оказаться самым реалистичным. ■

# ПРИГЛАШЕНИЕ

Международный Форум  
по промышленной безопасности

**XII** 2-5 июня 2015

Россия, Санкт-Петербург, конгресс-центр «Московские ворота»  
(адрес: улица «Холмидей Ини Санкт-Петербург–Московские ворота»)

## СОБЫТИЕ ГОДА

для главных инженеров и специалистов  
по промышленной безопасности

### НЕ ПРОПУСТИТЕ

Индивидуальные консультации  
от ведущих экспертов в области промышленной  
безопасности, охраны труда и окружающей среды  
группы компаний «Городской центр экспертиз»

### Основные темы пленарного заседания

- ▶ На пути к идеальной системе управления промышленной безопасностью: мировой опыт государственных органов надзора, промышленных корпораций, экспертных и научно-исследовательских организаций
- ▶ Учимся на ошибках. Основные причины техногенных аварий (взрыв на химическом заводе SHELL в Голландии, катастрофа на угольной шахте в Турции, выброс азотной кислоты на российском заводе и т. д.)
- ▶ Новое в законодательстве по промышленной безопасности и охране труда

- ▶ Аварийно-спасательные службы: задачи, структура, рекомендации по формированию
- ▶ Лучший корпоративный опыт управления промышленной безопасностью и охраной труда на примере российских и зарубежных компаний
- ▶ Новости в области прогнозирования, мониторинга, предупреждения техногенных катастроф
- ▶ Актуальные вопросы обеспечения надежности сложных производственных комплексов

### Параллельные мероприятия

- ▶ Презентации новинок робототехники и тренажерных комплексов
- ▶ Интерактивный тренинг «Актуальные вопросы по охране труда»
- ▶ Выставка СИЗ и спецодежды

- ▶ Круглый стол для металлургов
- ▶ Круглый стол для представителей нефтяной и газовой промышленности
- ▶ Круглый стол для представителей РЖД, операторов железнодорожного подвижного состава, владельцев вагонно-ремонтного депо (опасных производственных объектов)

Организатор:



группа компаний  
**ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ**

По вопросам участия, выступления и спонсорства обращайтесь в отдел конференций группы компаний «Городской центр экспертиз»:  
+7 (812) 331-83-53, +7 (812) 325-06-21, [conference@gce.ru](mailto:conference@gce.ru)

[www.conference.gce.ru](http://www.conference.gce.ru)





# Сырьевой базе нужна оптимизация

Укреплению потенциала российской нефтегазохимии будут способствовать правильная балансировка потоков углеводородного сырья и развитие отраслевой инфраструктуры\*

Олег БРАГИНСКИЙ,  
доктор экономических наук, профессор, заведующий лабораторией Центрального экономико-математического института Российской академии наук

Сырьевая база отечественной нефтегазохимии пережила несколько исторических этапов. В СССР первые предприятия данной отрасли запустили в эксплуатацию в начале 1950 годов (заводы по производству синтетического спирта), и они были ориентированы на использование газового сырья, а именно – продукции газоперерабатывающих (сжиженные углеводородные газы, или СУГ) и нефтеперерабатывающих (СУГ, пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции) заводов. Однако начиная с 1960 годов, когда пошла «большая нефть» западносибирских месторождений,

концепция сырьевого обеспечения нефтегазохимической промышленности резко изменилась. Она стала частью более широкого направления промышленного развития СССР, заключавшегося в создании крупных территориально-производственных комплексов. Основу этих комплексов составляли НПЗ большой мощности с низкой глубиной переработки. Бензиновые фракции с таких заводов являлись сырьём для нефтегазохимических предприятий, а мазут был основным энергоносителем для электростанций. Получаемая на таких станциях электроэнергия гарантировала создание в структуре территориально-производственных комплексов промышленных предприятий (металлургических, машиностроительных и других), а также необходимой инженерной и социальной инфраструктуры. В составе углеводородного сырья нефтегазохимии главную роль стали играть прямогонные бензины и другие жидкие фракции, получаемые на НПЗ.

\* Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект РГНФ № 14-02-00332).

## Шесть столпов развития НЕФТЕХИМИИ

В современной российской истории в условиях рыночной экономики начали происходить заметные структурные сдвиги в составе сырьевой базы нефтегазохимии. Постепенно всё более заметную роль стали играть продукты газоперерабатывающей промышленности, в частности СУГ, широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ) и т. д. Они выигрывали в конкурентной борьбе у жидких фракций НПЗ.

Как видно из представленных в табл. 1 данных, наблюдается «возврат к истокам», то есть постепенная переориентация на более лёгкое газовое сырьё, как это имело место на заре развития отечественной нефтегазохимии.



Табл. 1. Динамика структуры сырьевой базы отечественной нефтегазохимии в период 1960–2014 гг., %

Виды сырья	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	1995 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2005 г.	2007 г.	2013 г.	2014 г.
Нефтезаводской газ	31,0	1,0	1,0	0,5	–	–	–	–	–	–	–	–
Этан	3,0	3,0	4,0	6,5	8,0	11,6	9,4	7,9	4,4	6,2	8,5	7,1
Сжиженные углеводородные газы	45,0	40,0	20,0	15,0	29,0	20,1	18,2	32,5	19,6	28,7	44,1	53,0
Бензины	21,0*	56,0	75,0	76,0	60,0	55,2	63,8	56,0	65,8	51,2	47,4	39,9
ШФЛУ	–	–	–	2,0	3,0	13,1	8,6	3,6	10,2	13,9		
<b>Итого</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

\* Керосин.

Источники: Брагинский О. Б. Нефтехимический комплекс мира. – М.: Academia, 2009. – С. 178–180; Хазова Т. Н. Нефтегазохимия – стратегический рынок // НЕФТЕГАЗ.RU [4], 2013. – С. 34–38; Хазова Т. Н. Развитие газонефтехимии: мобилизация или либерализация / Доклад на Международной конференции «Сырьевой вектор развития газонефтехимии». – М.: Альянс-Аналитика, 2015.

Эта тенденция прослеживается и при анализе государственной программы развития нефтегазохимической промышленности на период до 2030 г. (План-2030), о которой журнал уже сделал несколько публикаций, в том числе и автора данной статьи<sup>1</sup>. В программе упор был сделан на кластерное развитие, а в составе сырьевой базы – на преобладающее использование лёгкого газового сырья.

Задумано развивать 6 крупнейших нефтегазохимических кластеров – Поволжский, Западно-Сибирский, Каспийский, Восточно-Сибирский, Северо-Западный и Дальневосточный. Два последних – это совершенно новые центры размещения нефтегазохимической промышленности, которые предстояло создать заново, а остальные необходимо модернизировать и расширить.

Наиболее развитый, практически сложившийся кластер – Поволжский. Базовыми предприятиями для него являются Нижнекамский нефтехимический комплекс, предприятие «СИБУР-Хим-

пром» в Перми, «СИБУР-Нефтехим» в Кстово (Нижегородская область), «Газпром нефтехим Салават», Казанский завод органического синтеза, «Уфанефторсинтез», активы компании «САНОРС» в Новокуйбышевске (Самарская область), мощности Объединённой нефтехимической компании (ОНК) в Уфе.

Крупнейшие проекты по производству базовых полупродуктов нефтегазохимической промышленности, намеченные к реализации в этом кластере, – сооружение этиленовых установок мощностью 1 млн т в год и более в Нижнекамске, Новокуйбышевске и Уфе, а также модернизация и расширение действующих установок в Казани, Салавате, Кстово и Перми.

Преобладающими видами сырья для действующих и вновь создаваемых производств базовых полупродуктов в составе Приволжского кластера являются прямогонные бензины (нафта) и СУГ, вырабатываемые на НПЗ и ГПЗ кластера.

Второй действующий кластер – Западно-Сибирский, включающий в себя производственные комплексы в Тобольске и Томске, а также строящийся в Новом

Уренгое. Основные проекты в этом кластере – уже построенный комплекс «Тобольск-Полимер» (выпуск полипропилена на базе пропилена, полученного дегидрированием пропана), «Запсибнефтехим» (крупнейшее производство полиолефинов на базе этилена и пропилена, получаемых пиролизом СУГ) и завершение строительства самого северного нефтегазохимического предприятия – Новоуренгойского газохимического комплекса (сырьём для него послужит этансодержащий газ процесса дегидратации газового конденсата Уренгойского газоконденсатного месторождения). Как видим, в Западно-Сибирском кластере сделан акцент на использовании продукции газодобычи и газопереработки.

Каспийский кластер включает в свой состав предприятие компании «ЛУКОЙЛ» по производству пластиков – «Ставролен». Оно использует в качестве сырья фракции прямогонного бензина. В связи с развитием нефтедобычи в Северном Прикаспии предполагается применить попутный нефтяной газ как источник СУГ. Место размещения нового газохимического комплекса для переработки

<sup>1</sup> Брагинский О., Татевосян Г. Как избежать «точки невозврата» // Нефть России. – 2014. – № 3–4. С. 33–38.

сжиженных углеводородных газов, выделяемых из ПНГ, выбирали долго, но, в конце концов, решили возвести его недалеко от уже действующего «Ставролен».

Нефтегазохимические предприятия Восточно-Сибирского кластера – Ангарский завод полимеров и «Саянскхимпласт» – взаимосвязаны. Производство базовых полупродуктов сосредоточено в Ангарске, а переработка сырья – в Ангарске и Саянске. Основным сырьём Восточно-Сибирского кластера являются прямогонные бензиновые фракции, но их явно недостаточно для развития новых производств в регионе. Поэтому здесь в качестве сырья могут быть использованы ресурсы Ковыктинского газоконденсатного месторождения (этан, СУГ).

В Дальневосточном федеральном округе намечено создать два кластера – в Белогорске Амурской области на базе лёгких углеводородов природного (богатого этаном) газа Чаяндинского месторождения и нефтехимический комплекс на тихоокеанском побережье в районе порта Находка на базе ресурсов нефти, поступающей по нефтепроводу ВСТО.

В Северо-Западном ФО планируется построить нефтегазохимический комплекс на базе природного газа месторождений северных районов Тюменской области (данное сырьё также имеет высокое содержание этана). Для этого рекомендовано выделить в действующей газотранспортной системе Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец автономную нитку для транспортировки природного газа (богатого этаном). В Череповце предполагается соорудить газохимические мощности, включая ГПЗ по извлечению из природного газа ценных компонентов, и продуктопровод для транспортировки ШФЛУ в пункт на берегу Финского залива (например, в Усть-Лугу), где и организовать нефтегазохимический комплекс.

## В ПОИСКАХ БАЛАНСА

Из анализа динамики структуры сырьевой базы, а также из перечисления сырьевых источников действующих и новых кластеров следует, что наметилась отчётливая тенденция – сдвиг в сторону более широкого использования

**Табл. 2. Структура сырьевой базы нефтегазохимической промышленности России на период до 2020 г. (по результатам решения оптимизационной задачи в 2005 г.)**

Виды сырья	2003 г.		2005 г. (оценка)		2010 г. (прогноз)		2020 г. (прогноз)	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
1. Прямогонные бензины, всего,	7,6	63,3	8,8	63,8	10,0	61,0	12,0	58,2
в том числе								
на пиролиз	3,6		4,6		6,3		6,5	
на производство ароматики	4,0		4,2		3,7		5,5	
2. Сжиженные углеводородные газы,	2,8	23,3	3,0	21,7	3,5	21,4	4,6	22,3
в том числе								
пропан на пиролиз	1,7		1,7		1,8		2,0	
пропан на дегидрирование	–		–		–		0,4	
н. бутан на дегидрирование	0,7		0,9		1,0		1,4	
изобутан на изопрен	0,2		0,2		0,4		0,5	
изобутан на дегидрирование	0,2		0,2		0,3		0,2	
3. Углеводороды C <sub>5</sub> (пентаны на изопрен)	0,5	4,2	0,5	3,6	0,6	3,7	0,8	3,9
4. ШФЛУ на пиролиз	0,3	2,5	0,5	3,6	0,5	3,0	0,9	4,4
5. Этан на пиролиз	0,5	4,2	0,6	4,4	1,3	7,9	1,7	8,3
6. Пропан-пропиленовая фракция с НПЗ	0,3	2,5	0,4	2,9	0,5	3,0	0,6	2,9
<b>Всего,</b>	<b>12,0</b>	<b>100,0</b>	<b>13,8</b>	<b>100,0</b>	<b>16,4</b>	<b>100,0</b>	<b>20,6</b>	<b>100,0</b>
в том числе								
нефтяное сырьё с НПЗ		71,6		72,1		68,3		64,4
газовое сырьё		28,4		27,9		31,7		35,6

продукции газоперерабатывающей промышленности. Одновременно не следует забывать о том, что отрасль нуждается, кроме как в этилене и пропилене, и в других базовых полупродуктах – бензоле, ксилоле, бутadiене, углеводородах C<sub>5</sub> и т. д. Их получают на НПЗ при использовании в качестве сырья прямогонных бензиновых фракций (нафты) или других, более тяжёлых фракций, в частности дизельно-газойлевых.

С целью согласования сырьевой базы нефтегазохимии со складывающимися в перспективе объёмами и структурой производства конечной продукции отрасли автор совместно с коллегами ещё в 2005 г. рекомендовал экономико-математическую модель оптимизации<sup>2</sup>. Критерием в ней был выбран максимум дисконтированного чистого дохода от производства базовых полупродуктов, а ограничениями – лимиты по отдельным видам сырья и инвестициям на развитие сырьевой базы.

Для выполнения экспериментальных расчётов была подготовлена исходная информация, в состав которой включили данные о типовых установках пиролиза различных видов сырья (этан, СУГ, ШФЛУ, прямогонные бензиновые фракции), а также об установках по производству ароматических углеводородов в процессах каталитического риформинга, деметилирования толуола, дегидрирования пропана в пропилен, нормального бутана в бутadiен, изобутана в изо-

прен, дегидроциклизации СУГ в ароматические углеводороды, по извлечению бутadiена из фракции C<sub>4</sub> пиролиза, а бензола – из смолы пиролиза. По каждой из типовых установок были рассчитаны технико-экономические показатели расхода сырья, выхода целевой и побочной продукции, затраты, выручка и прибыль. В задаче экспертно задавались показатели спроса на этилен, пропилен, бензол, толуол, ксилолы, бутadiен, изопрен. Вводились ограничения по ресурсам отдельных видов сырья. Расчёты были выполнены по фактическим данным на 2003 г., расчётным данным на 2005-й и прогнозным данным на 2010-й и 2020-й. Результаты экспериментальных расчётов приведены в табл. 2.

Выполненные расчёты по экспериментальной проверке данной оптимизационной задачи, в которой учитывались возможности использования сырьевых ресурсов с НПЗ и ГПЗ, а также параметры действующих и новых технологий их переработки, показали тенденцию увеличения доли лёгкого газового сырья. Однако эта тенденция, выявленная в экспериментальных расчётах 2005 г. на период до 2020 г., продемонстрировала более умеренные темпы прироста лёгкого сырья, чем предусмотрено в Плане-2030.

Подобные расчёты, обеспечивающие увязку балансов между сырьевыми ресурсами и структурой спроса на базовые полупродукты отрасли, следовало бы выполнить и при обосновании перспектив

<sup>2</sup> Брагинский О. Б., Кричевский И. Е., Куницына Н. Н., Савинская М. Э. Анализ и моделирование взаимосвязей отраслевого комплекса с обеспечивающими и потребляющими отраслями. Препринт # WP/2005/191. – М.: ЦЭМИ РАН, 2005. С. 40–48.

развития нефтегазохимии России на период до 2030 г.

Безусловно, выявленная в результате модельных расчётов структура сырья для нефтегазохимии является виртуальной, она не адресована конкретному объекту мезоуровня (кластеру), а выполняет лишь балансирующую функцию в целом по отрасли. Однако результаты оптимизационных расчётов способны служить сигналом для компаний, участвующих в реализации Плана-2030, при обосновании конкретных проектов. Таким образом, может быть осуществлён переход от виртуальной оптимизационной задачи, являющейся частью системы индикативного планирования, к конкретным задачам проектирования нефтегазохимических комплексов и создания кластеров.

Кроме того, результаты расчётов по оптимизации сырьевой базы, вероятно, будут использованы при подготовке долгосрочных договоров на поставку углеводородного сырья для проектируемых кластеров. Подобные договоры, заключаемые между поставщиками сырья (нефтегазовыми компаниями) и потребителями (нефтегазохимическими компаниями) и реализующиеся по принципу «бери и/или плати» с фиксированной (индексируемой) ценой, позволят, во-первых, обеспечить надёжность поставок сырья, осуществляемых нефтегазовыми компаниями, которые будут уверены в окупаемости вложенных средств. Во-вторых, они дадут возможность уладить выявленные конфликты интересов нефтегазохимических компаний в отношении сырьевых ресурсов, в-третьих, – соблюсти интересы как н/х компаний, так и государства в отношении объёмов экспорта сырья.

Последнее обстоятельство приобретает особую важность, если учесть тот факт, что обеспечение современных крупных и сверхкрупных установок по переработке углеводородного сырья (наиболее эффективных из-за применённых в них технологических новаций и «эффекта масштаба») выходит, за малым исключением, за пределы возможностей одной компании и требует государственного регулирования.

Если продолжить тему конфликта интересов, то следует также проанализировать систему таможенных пошлин, в частности на прямогонные бензиновые фракции и СУГ. Они должны, с одной стороны, ограничивать экспорт сырья, а с другой – не делать его слишком дорогим для отечественных потребителей.

## ОТРАСЛИ НУЖНЫ «СВЯЗУЮЩИЕ ЗВЕНЬЯ»

Проблему оптимизации сырьевой базы нельзя рассматривать в отрыве от развития необходимой транспортной инфраструктуры отрасли, а именно от создания терминалов, продуктопроводов, хранилищ, «этиленовых колец». Отметим, что связывание с их помощью крупных кластеров является обычной практикой для нефтегазохимии США, Канады и отдельных западноевропейских стран.

В России также есть продуктопроводы по транспортировке лёгкого углеводородного сырья (газовый конденсат, ШФЛУ) из северных районов Тюменской области в Тобольск. Имеется у нас и система «этиленового кольца», соединяющая н/х комплексы Татарстана, Башкортостана и других регионов Поволжья, а также продуктопроводы, идущие от НПЗ и ГПЗ к предприятиям нефтегазохимии. Однако эти магистрали – относительно маломощные, технически отсталые – изношены и имеют сугубо региональный характер.

Необходимость соединения сырьевых источников и крупных н/х комплексов очевидна. В связи с этим намечены строительство трубопровода от северных месторождений Тюменской области до пункта переработки лёгкого углеводородного сырья (продуктопровод «Пуровский завод по переработке газового конденсата» – Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс), а также расширение продуктопровода Южный Балык – Тобольск. Это позволит значительно увеличить поставки лёгкого УВ сырья на переработку.

С точки зрения автора представляется целесообразным сооружение продуктопровода Тобольск – Уфа – Нижнекамск – Казань – Самара, который соединит добывающие районы с регионами эффективной переработки сырья, что дало бы импульс к развитию «старо-промышленных» районов и позволило бы эшелонировать (более рационально распределить по срокам) ввод новых объектов отрасли.

В Северо-Западном кластере предполагается рассмотреть вопрос о реализации проекта «Северный маршрут» вместо проекта «ТрансВалГаз». Суть первого (предложенного ранее) – выделение автономной нитки для подачи природного газа (богатого этаном) по маршруту Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Выборг и создание «по ходу трубы»

нескольких относительно простых по структуре газохимических комплексов. В дальнейшем можно было бы говорить о строительстве этиленопровода Череповец – Казань и объединении в кольцо ресурсов углеводородного сырья и важнейшего базового полупродукта нефтегазохимии (этилена) трёх крупнейших регионов (Западная Сибирь – Урало-Поволжье – Северо-Запад).

Имеются и другие варианты транспортировки этаносодержащего газа северных районов Тюменской области в регион Поволжья. Глава ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг» Р. Яруллин рекомендует организовать транспортировку природного газа валанжинских горизонтов на предприятия Поволжья по двум направлениям: Ямбург – Кунгур – Полянская – Туймазы – Миннибаевский ГПЗ и Ямбург – Пермь – Ижевск – Арск – Шеморданский ГПЗ. В первом случае сооружение магистрали обойдётся в 1,2 млрд долларов, во втором – в 1 млрд.

Объединение крупнейших центров добычи, переработки сырья и производства нефтегазохимической продукции в перспективе позволило бы оптимизировать транспортные потоки, обеспечило бы тонкую настройку балансировок, особенно в моменты ввода крупных установок. Это дало бы возможность регулировать и стабилизировать циклы бизнеса нефтяных, газовых и нефтегазохимических компаний и сглаживать последствия цикличности, которая внутренне присуща нефтегазохимии.

Крупные продуктопроводы, «этиленовые кольца» – это инфраструктурные проекты, имеющие право на господдержку. Организационной формой строительства таких объектов могли бы стать консорциумы, создаваемые заинтересованными компаниями и региональными администрациями при поддержке федеральных властей. Первоочередным объектом господдержки следовало бы сделать проект по сооружению этиленовой установки мощностью 1 млн т в год на Нижнекамском НХК в совокупности с модернизацией и расширением действующего «этиленового кольца». Придание этому комплексу статуса инфраструктурного объекта могло бы ликвидировать «узкое горло» отечественной нефтегазохимии и обеспечить её реальный рынок за счёт ввода крупной этиленовой мощности и увеличения производства продукции на всех без исключения предприятиях, подсоединённых к «этиленовому кольцу». ■



# Китайская альтернатива для России

Сможет ли наша страна правильно воспользоваться стремлением КНР к диверсификации источников поставок энергоресурсов?

Лариса РУБАН,

профессор, руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» Института энергетических исследований РАН; Владимир КОЛОТОВ,

профессор, заведующий кафедрой истории стран Дальнего Востока Восточного факультета Санкт-Петербургского государственного университета

**АТР – это наиболее быстро развивающийся регион мира. Прогнозируется, что к 2020 г. более 50% глобального ВВП будет производиться в странах Восточной и Юго-Восточной Азии. Численность жителей КНР и государств ЮВА составляет около 2 млрд человек, что равняется примерно 35% населения планеты. На АТР приходится значительная доля мирового потребления энергетических ресурсов. За последние 5 лет в КНР оно выросло на 75%, а в Индии – на 31%. За 15 лет в АТР произошло удвоение нетто-импорта нефти. По прогнозам, зависимость стран региона от поставок энергоресурсов к 2020 г. достигнет 18,6%<sup>1</sup>.**

## СТРАТЕГИЧЕСКИЙ УЗЕЛ ЮЖНО-КИТАЙСКОГО МОРЯ

В последние годы Китай превратился в двигатель мировой экономики, а с 2009 г. (по данным МЭА) он занял первое место на планете по использованию энергоресурсов, впервые опередив США, которые лидировали по этому показателю более 100 лет. Промышленный прогресс КНР уже существенно изменил баланс сил в АТР, а дальнейшее развитие китайской экономики в обозримом будущем приведёт к ещё большим трансформациям в регионе, что будет иметь далеко идущие экономические и политические последствия.

Если ещё в начале 2011 г. Китай был вторым по величине импортёром нефти после США, то в июле 2011 г. он впервые в истории обогнал Соединённые Штаты по степени зависимости от внешних по-

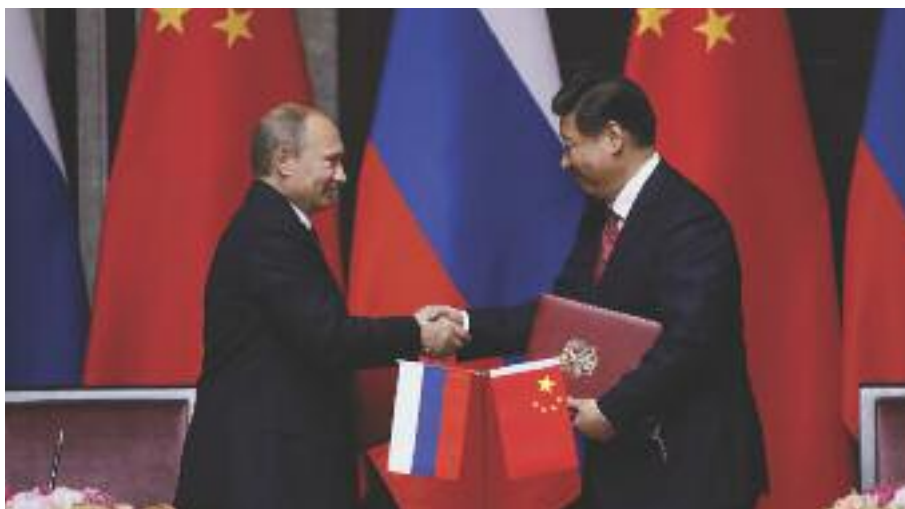
<sup>1</sup> Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках) / Под ред. Л. С. Рубан. – М: Academia, 2013. – С. 204–205.

ставок «чёрного золота». Это, наряду с дестабилизацией ситуации в Северной Африке и на Ближнем Востоке, актуализировало проблему диверсификации поставок нефти. Стратегический курс Китая заключается в том, чтобы, активизируя разведку и добычу нефти и газа внутри своей страны, находить новые источники поступления углеводородов, в том числе из России и других стран-экспортёров. Как считает заместитель председателя Китайского научного общества по изучению экономики России, Восточной Европы и Центральной Азии Тянь Чуньшэн, «*опираясь на сотрудничество в сферах энергетики, инвестиций, науки и техники, Китай и РФ к 2020 г. могут довести товарооборот до 200 млрд долларов*»<sup>2</sup>.

Потребность в увеличении поставок энергоресурсов вновь обострила проблему Южно-Китайского моря (ЮКМ), через которое ежегодно проходит более половины мирового тоннажа торгового флота (по Малаккскому, Ломбокскому и Зондскому проливам). Через акваторию этого моря пролегает 21 (из 39) морской путь Китая, где осуществляется до 60% его внешней торговли. По Малаккскому проливу в КНР доставляется 80% нефти, импортируемой из стран Ближнего Востока и Африки. А в направлении всей Восточной Азии ввозится сырая нефть в объёме, превышающем 15 млн барр./сут.

Для повышения уровня безопасности поставок нефти и сокращения транспортного плеча на 1200 км CNPC в 2009 г. начала строительство (и в 2010 г. построила) нефтепровода по территории Мьянмы до г. Куньмин в провинции Юньнань. Его пропускная способность на первом этапе составила 12 млн т в год. Также был сооружён крупный нефтяной терминал в Бенгальском заливе (на о. Янбье), который может принимать танкеры дедейтлом до 300 тыс. т. Кроме того, CNPC проложила параллельно упомянутому нефтепроводу газопровод мощностью 12 млрд м<sup>3</sup> газа в год, по которому он в конце июля 2013 г. стал поступать с регазификационного терминала в Мьянме в юго-западных провинциях КНР<sup>3</sup>.

В настоящий момент крупнейшими производителями нефти в АТР являются Китай, Индонезия и Малайзия, а газа – Индонезия, Малайзия и Таиланд. Рост энергоёмких азиатских экономик вызвал увеличение спроса на нефть, которую регион в



целом потребляет в значительно больших объёмах, чем добывает. В очередной раз обострилась ситуация в Южно-Китайском море, что связано с недостаточной обеспеченностью энергетическими ресурсами.

Как мы отмечали выше, большая часть импортируемой нефти ввозится в АТР через Южно-Китайское море с Ближнего Востока, где ситуация становится всё более нестабильной. Установив прямой контроль над данным потоком, можно оказывать весьма чувствительное влияние на потребителей в Восточной Азии. Вот почему Китай так активизировался в Восточно-Китайском и Южно-Китайском морях, где на континентальном шельфе, согласно прогнозам, залегают значительные запасы углеводородов, которые очень нужны бурно развивающейся китайской экономике. Именно поэтому, чем активнее Вашингтон действует на Ближнем Востоке, тем более энергично будет проявлять себя КНР в прибрежных морях, в том числе путём наращивания присутствия своих военно-морских сил для получения прямого доступа к наиболее близко расположенным месторождениям и обеспечения безопасности маршрутов транспортировки сырья. Ведь та сторона, которая установит реальный контроль над регионом ЮКМ и соответственно Юго-Восточной Азией, получит в собственное распоряжение колоссальную ресурсную базу и сможет, используя её, ещё больше усилить потенциал и влияние.

США в настоящий момент стараются удержаться в роли мирового лидера, в том числе и за счёт военно-политических акций. Сотрудничество Соединённых Штатов со странами ЮВА активизировалось в 2010 г., после очередного обострения ситуации в Южно-Китайском море, связанного со спорами между КНР, Вьетнамом, Малайзией, Филиппинами, Брунеем и

Тайванем относительно принадлежности Парасельских островов и о. Спратли. США тогда заявили о своих национальных интересах в ЮКМ. Сохранение права свободной навигации в данной акватории представляет собой приоритетную задачу для Соединённых Штатов как крупнейшей торговой державы, заинтересованной в беспрепятственном доступе к динамично развивающимся азиатским рынкам, и как традиционного союзника Японии и Южной Кореи. Через ЮКМ проходят и важные для американских военно-морских сил морские коммуникации, связывающие Тихий и Индийский океаны<sup>4</sup>.

### СТАВКА НА СЛАНЕЦ И ЦЕНТРАЛЬНУЮ АЗИЮ

При анализе энергетической ситуации в АТР необходимо учитывать, что в настоящее время статус США в энергетической сфере меняется. Эта страна превращается из импортёра нефти и газа в экспортёра энергоресурсов. В энергетической отрасли Соединённых Штатов происходят кардинальные изменения: добыча нефти вступила в новую стадию роста. Производство жидких углеводородов уже к 2011 г. достигло 2070 млн баррелей (281 млн т) и продолжает увеличиваться. В том же 2011 г. США впервые после 1949 г. стали нетто-экспортёром нефтепродуктов (бензин и дизельное топливо).

Рост добычи оказался возможен благодаря тому, что страна вновь начала осваивать месторождения в Мексиканском заливе и разрабатывать трудноизвлекаемую нефть плотных пород в штатах Колорадо, Новая Дакота и других. К 2020 г. в США прогнозируется сокращение импорта сы-

<sup>2</sup> Ли Бо 200 млрд долларов – это не мечта, а реальность // Китай. – 2011. – № 8. – С. 29.

<sup>3</sup> Социально-политические сообщества планеты и мировое лидерство (энергетический аспект) / Под ред. Л. С. Рубан. – М: Academia, 2014. – С. 129–130.

<sup>4</sup> Лексютин Я. Обострение напряжённости в Южно-Китайском море: взгляд из ЮВА, КНР и США // Проблемы Дальнего Востока. – 2011. – № 5. – С. 31.

рой нефти на 21%. Департамент энергетики ожидает, что новая фаза роста добычи продлится до 2030 г.<sup>5</sup>

Говоря о перспективах разработки сланцевого газа, нужно отметить, что США в начале 2012 г. снизили оценку его запасов в 1,7 раза (с 827 до 482 трлн ф<sup>3</sup>), но не отказались от намерения стать нетто-экспортёром СПГ в 2016 г.<sup>6</sup>

В КНР, согласно заявлениям Китайского национального энергетического агентства, к 2020 г. будет добываться 60–100 млрд м<sup>3</sup> сланцевого газа<sup>7</sup>. Ещё в марте 2012 г. CNPC подписала соглашение о разделе продукции (СПП) с корпорацией Shell по совместной разработке месторождения Fushun-Yongchuan в провинции Сычуань на юго-западе страны. Ранее иностранные компании могли принимать участие только в разведке и экспериментальном бурении скважин. Помимо Shell, поисками сланцевого газа в КНР занимаются BP, Chevron и Total<sup>8</sup>.

Кроме того, Китай активно готовит инфраструктуру для приёма сжиженного газа и планирует в течение ближайших 20 лет увеличить мощности по регазификации СПГ в 70 раз – с 1 млрд м<sup>3</sup> в 2008 г. до 70 млрд м<sup>3</sup> к 2030 г.

Китай в рамках политики «диверсификации рисков и геополитического наступления» усиливает связи со многими странами СНГ, главным образом с республиками Центральной Азии. Большое значение в КНР придают импорту трубопроводных нефти и газа из Казахстана, Туркменистана, Узбекистана. В свою очередь, эти страны активно выстраивают собственную экспортную УВ политику в китайском направлении, прочно занимая данную нишу. Так, в 2006 г. была пущена первая очередь казахстанско-китайского нефтепровода Атасу – Алашанькоу, а в 2011 г. – его вторая очередь. В октябре 2009 г. вступил в строй участок Кенкияк – Кумколь для поставки в КНР нефти из Актюбинской области и Западного Казахстана. В 2013 г. пропускная способность маршрута Атасу – Алашанькоу увеличена до 20 млн т.

В закупке этого нефтепровода участвует и Россия. В ноябре 2013 г. «Роснефть», «КазМунайГаз» и «КазТрансОйл» подписали предварительный договор о транспортировке нефти в Китай через террито-

рию Казахстана. А в декабре 2013 г. было заключено соглашение о ежегодных поставках по магистральной Атасу – Алашанькоу 7 млн т российского «чёрного золота», предусматривающее возможность увеличения данного объёма до 10 млн т в год. Срок действия договора – 5 лет, существует вероятность его автоматической пролонгации ещё на 5 лет.

Китай заинтересован в прокачке нефти через Казахстан, так как CNPC является владельцем 50-процентной доли в нефтепроводе Атасу – Алашанькоу, не загруженном в настоящий момент на полную мощность. Обменные операции с Россией позволят Казахстану загрузить магистраль за счёт высвобождающихся объёмов, которые сейчас поставляются на запад, а впоследствии будут замещены объёмами «Роснефти». Таким образом, восточное направление транспортировки каспийской нефти наращивает обороты. В будущем эта тенденция только усилится.

Восточный газовый экспорт из стран Центральной Азии ещё более активен. В декабре 2009 г. был пущен магистральный газопровод Туркменистан – Узбекистан – Казахстан – Китай (ТУКК) на Запад Китая, в соответствии с договорённостями CNPC с «КазМунайГазом» и «Туркменгазом». Этот маршрут очень актуален для КНР в связи с недостаточностью сырьевой базы в Синьцзян-Уйгурском автономном районе. Пуск данного газопровода стал результатом хорошо продуманной стратегии Пекина по диверсификации поставок углеводородов и явился весомым аргументом для китайской стороны на переговорах с Россией об условиях транспортировки газа из Западной и Восточной Сибири.

### Восточная политика России

Не осталась в стороне от нефтегазового экспорта в Китай и Россия. Основу масштабных договорённостей с КНР заложило подписание (январь 2005 г.) и выполнение контракта между «Роснефтью» и CNPC по поставке более 48 млн т нефти по железной дороге. В феврале – апреле 2009 г. был подписан пакет документов по строительству нефтепровода и долгосрочным поставкам российской нефти в КНР, сооружению к северу от Тяньцзиня нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов и созданию сети из 500 автозаправочных станций в Пекине и Тяньцзине.

В апреле 2009 г. было заключено межправительственное соглашение о сотрудничестве в нефтяной сфере, согласно которому Банк развития Китая предоставил кредит на 25 млрд долларов сроком на 23

года российским «Роснефти» и «Транснефти». В том числе нефтяная компания получила 15 млрд долларов на проведение ГРП и освоение месторождений нефти в Восточной Сибири и Якутии для гарантированных поставок в Китай 15 млн т сырья в год, начиная с 2011 г. А транспортной монополией было выделено 10 млрд долларов, чтобы завершить сооружение первой очереди нефтепровода ВСТО на участке Тайшет – Скворородино, а также построить отвод Скворородино – Мохэ и участков от ряда крупных месторождений в Восточной Сибири до ВСТО. Всего в течение 20 лет по ответвлению Скворородино – Дацин должно быть прокачено 300 млн т сырья.

Поставки нефти из России в Китай начались в январе 2011 г. Российская сторона предоставила КНР доступ к нефтепроводу сроком на 20 лет для обеспечения возврата кредита, что является примером реализации политики Пекина по осуществлению доступа к ресурсам других государств через выделение долгосрочных кредитов под гарантированные поставки УВ. Так Китай пытается захеджировать риски дефицита энергетического сырья для своей быстрорастущей экономики.

В ноябре 2014 г. было подписано рамочное соглашение между «Роснефтью» и CNOOC о покупке китайцами более 10% в «Ванкорнефти»<sup>9</sup>, что свидетельствует о чётком и последовательном «продавливании» Китаем своих энергетических интересов. Кроме того, в 2013 г. «Роснефть» заключила долгосрочное соглашение с CNPC о поставке в течение 25 лет нефти на 270 млрд долларов, что стало беспрецедентной суммой для мирового бизнеса.

По газу события развивались следующим образом. В июне 2009 г. стороны подписали меморандум по реализации крупных совместных проектов на основе долгосрочного сотрудничества. В его рамках «Газпром» и CNPC согласовали и парафировали проект рамочного соглашения об основных условиях поставок природного газа. А в октябре 2009 г. они заключили договор об основных условиях поставок газа из России в КНР, в котором предусматривалось как западное (около 30 млрд м<sup>3</sup> в год, используется ресурсная база Западной Сибири), так и восточное (примерно 38 млрд м<sup>3</sup> на основе запасов Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа Сахалина) направление экспорта. То есть предполагаемый общий объём

<sup>5</sup> Виноградова О. Нефть для США – угроза энергетической безопасности // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 11. – С. 4.

<sup>6</sup> Кристаллинская С. СПГ-революция в России... // Нефть и Газ Евразии. – 2012. – № 6. – С. 67.

<sup>7</sup> Там же. С. 66.

<sup>8</sup> Панорама: из жизни сланцев // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 11. – С. 49.

<sup>9</sup> Социально-политические сообщества планеты и мировое лидерство (энергетический аспект) / Под ред. Л. С. Рубан // М: Academia, 2014. – С. 260.

транспортировки «голубого топлива» должен составить порядка 70 млрд м<sup>3</sup> в год.

Вопрос о цене на газ оставался открытым, стороны договорились лишь о её привязке к азиатской нефтяной корзине<sup>10</sup>. В сентябре 2010 г. были подписаны «Расширенные основные условия поставок природного газа из России в Китай». Согласно им, начало поставок было намечено на конец 2015 г., срок действия контракта – 30 лет, объём экспорта – 30 млрд м<sup>3</sup> (принцип «бери или плати»). Но цену на поставляемый газ согласовать не удалось<sup>11</sup>.

В 2014 г. в связи с введением экономических санкций Евросоюза против России наша страна активизировала восточную газовую политику. В мае 2014 г. в Шанхае «Газпром» и CNPC заключили контракт на поставку российского трубопроводного газа в Китай по «восточному» маршруту сроком на 30 лет в объёме 38 млрд м<sup>3</sup> в год с привязкой к нефтяной корзине и условием «бери или плати». Это самый крупный контракт на поставку газа за всю историю «Газпрома» – за время действия соглашения должно быть отгружено более 1 трлн м<sup>3</sup> «голубого топлива». Специально под данный проект в сентябре 2014 г. началось сооружение магистрального газопровода «Сила Сибири», запуск которого планируется в 2018–2020 гг. с закачкой газа Чаянды и Ковыкты. Договор позволяет российской газовой отрасли диверсифицировать маршруты поставок и тем самым хеджировать риски.

В октябре и ноябре 2014 г. российская и китайская стороны подписали ряд новых соглашений в сфере ТЭК, в том числе меморандум между «Газпромом» и CNPC о поставках 30 млрд м<sup>3</sup> газа по западному маршруту «Алтай» в течение 30 лет. Сырьевой базой данного трубопровода должны послужить месторождения Западной Сибири, которые используются для обеспечения поставок газа в европейские страны. Договор может быть подписан в 2015 г., а экспорт газа в КНР, вероятно, превысит объём его продаж в Европу<sup>12</sup>.

### «ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РУБИЛЬНИКА» НЕ ПОЛУЧИЛОСЬ

Однако эти оптимистичные известия отравляет «ложка пессимизма». То, что соглашения наконец-то достигнуты, –

хорошо. Но условия их подписания, мягко говоря, удивляют. Заключение предыдущих соглашений стопорилось из-за отказа Китая от привязки цены на газ к нефтяной корзине (это в условиях, когда цена на нефть была 100 долларов). В настоящий момент, при резком падении нефтяных котировок, стороны подписывают соглашение о такой привязке, причём в прессе озвучиваются цифры от 350 до 385 долларов за 1 тыс. м<sup>3</sup>, что нереально в теперешних условиях.

Стремление продать газ во что бы то ни стало и по любой цене было бы понятным и оправданным, если бы газопровод «Сила Сибири» уже был построен и в него шла закачка газа. Но в нынешней ситуации, когда нужны значительные средства на его постройку и на разработку восточносибирских месторождений, такое решение представляется, по меньшей мере, опрометчивым. Если это очередной манёвр, чтобы отрезвить западных партнёров, показав им китайскую альтернативу экспорту газа в Европу, то он вряд ли подействует, так как повторялся неоднократно и утратил силу убеждения или устрашения. Тем более что экономическое сопоставление западного и восточного направлений экспорта газа – не в пользу последнего, так как Китай не даст нам таких денег, какие поступали от западных компаний. Мы рискуем, потеряв западного партнёра, войти в колоссальные траты и попасть в зависимость от импортера-монополиста (эффект монополии). Китай сможет выбирать, играя ценой, между российским и среднеазиатским газом, тем более что конкретные контракты с РФ ещё не подписаны.

Следует также отметить, что приоритетное значение для Пекина имеет восточный маршрут российского газового экспорта, особенно важный для северо-восточных регионов КНР с плохой экологией из-за использования угля. А на западной китайской границе российский газ будет конкурировать с сырьём, перекачиваемым по газопроводу ТУКК.

Кроме того, трубопроводный газ из РФ составит конкуренцию экспорту СПГ из той же России. Необходимо учитывать, что динамика цен на СПГ в мире идёт вниз вследствие перенасыщения рынка. Даже в предшествующий период, когда Россия только начала экспортировать сжиженный газ с сахалинского терминала (первый квартал 2009 г.) и пресыщения СПГ ещё не было, Китай покупал его по очень низкой стоимости. Так, в июне 2009 г. он приобрёл 63,646 тыс. т по 4,3

доллара за 1 млн британских тепловых единиц. Это была самая низкая цена, которую заплатила КНР на спотовом рынке СПГ с тех пор, как сжиженный природный газ вышел на него в апреле 2007 г.<sup>13</sup>

Следует отметить, что Россия продаёт нефть Китаю значительно дешевле, чем Саудовская Аравия. Цена сырья, поставляемого по дацинской ветке, в 2011 г. в одностороннем порядке была пересмотрена КНР в сторону уменьшения. После разбирательств с «Транснефтью» возврата к договорной цене не произошло. То есть повторилась история с поставками электроэнергии из России в КНР: когда линии электропередачи были проложены и началась их эксплуатация, Пекин снизил цену на приобретаемую электроэнергию.

Итак, Россия пытается использовать углеводородный экспорт на Восток в качестве инструмента энергетической политики и дипломатии. Однако «энергетического рубильника» пока не получается. Москва не может надавить на импортеров своим экспортом. Наоборот, чтобы сохранить этот экспорт, ей приходится идти на политические и финансовые уступки. В то же время на территорию РФ активно проникают и укрепляют позиции компаний из АТР: китайские CNPC и Sinopec, а теперь ещё и CNOOC, индийская ONGC Videsh, корейская KNOC, японская JOGMEG и вьетнамская PetroVietnam.

Все эти факты показывают, что для проведения Российской Федерацией эффективной энергетической политики и дипломатии в восточном направлении требуется оперативное аналитическое обеспечение. Для этого необходима полная база данных стран АТР и АТРМ: их ресурсная (в первую очередь энергетическая) составляющая, экономический, финансовый и военный потенциал. Нужны также исследования на тему безопасности в регионе, нацеленные на выявление рисков и угроз. Важно знать мнения лиц, принимающих решения, и авторитетных аналитиков в АТР. Ответы на вопросы по данной тематике, полученные в ходе опросов экспертов из 16 стран АТР в рамках международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции», проводимых с 2005-го по 2014 г. под руководством профессора Л. С. Рубан, мы представим в одном из ближайших номеров журнала. ■

<sup>10</sup> «Газпром» подписал с Китаем рамочное соглашение о поставке газа // Oil & Gas Journal. – 2009. – № 11. – С. 6.

<sup>11</sup> Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках) / Под ред. Л. С. Рубан – М: Academia, 2013. – С. 109.

<sup>12</sup> Социально-политические сообщества планеты и мировое лидерство (энергетический аспект) / Под ред. Л. С. Рубан – М: Academia, 2014. – С. 259.

<sup>13</sup> В июне 2009 г. за партию СПГ из Малайзии объёмом 22,014 тыс. метрических тонн КНР заплатила 6,3 долл./млн БТЕ.



# Энергетическая Хартия на пути к обновлению

В мае ожидается подписание документа, который выведет её за европейские рамки и придаст глобальный характер

Юрий ЛАВРОВ,  
наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса

**Секретариат Энергетической Хартии организует 21 мая нынешнего года в Гааге (Нидерланды) конференцию на уровне министров с целью обсуждения и подписания обновлённого программного документа о принципах международного энергетического сотрудничества. Символично, что именно в Нидерландах четверть века назад была принята Европейская Энергетическая Хартия, поэтому новая программа уже получила краткое название «Гаага II». Новый документ – Международная Энергетическая Хартия (МЭХ) – предусматривает выход на глобальный общемировой уровень и учёт многих энергетических вызовов нашего времени.**

## «Единого поля» не получилось

Европейская Энергетическая Хартия, подписанная на Гаагской конференции в 1991 г., олицетворяла надежды на окончательное завершение «холодной войны» между Западом и Востоком и отражала объективные потребности в создании общепризнанной основы для дальнейшего развития энергетического сотрудничества между государствами Европы и странами бывшего СССР. Инициатива исходила от тогдашнего премьер-министра Нидерландов Рууда Любберса, который в июне 1990 г. предложил стратегический план так называемого Европейского энергетического сообщества. Эта идея получила развитие после распада СССР – предполагалось, что в «Большую Европу» будут включены и новые суверенные государства, многие из которых располагают богатыми нефтегазовыми месторождениями. В тот период невиданных перемен постсоветским странам не хватало правовых режимов, привлекательных для прямых зарубежных инвестиций, столь необходимых для освоения энергоресурсов. В ЕС не без оснований считали, что широкомасштабная эффективная торговля энергоресурсами между Востоком и Западом и серьёзные инвестиционные проекты могут развиваться только при наличии общепризнанной законодательной базы и правил функционирования энергетического рынка.

Договор к Энергетической Хартии (ДЭХ) и Протокол по вопросам энергетической эффективности и соответствующим экологическим аспектам были подписаны в 1994 г. и вступили в силу в апреле 1998 г. К настоящему времени свою подпись



Рууд Любберс

под ДЭХ поставили 63 государства, а также Европейское сообщество и Евратом<sup>1</sup>. Ряд стран подписали договор, но не ратифицировали его (в частности, Россия, Норвегия, Австралия, Исландия и Белоруссия). Таким образом, РФ не является договаривающейся стороной ДЭХ, поскольку не ратифицировала его и вышла в 2009 г. из его временного применения, но продолжает оставаться стороной, подписавшей данный документ.

ДЭХ не ратифицирован Россией прежде всего из-за разногласий по вопросам транзита природного газа. Дело в том, что при пересечении границы Евросоюза газовые потоки, по сути, уже не считаются транзитными, что не устраивает РФ, заключившую двухсторонние долгосрочные договоры о поставках газа с конкретными странами Европы. В январе 2009 г., когда обострился энергетический конфликт между Россией и Украиной, Москва публично высказала недовольство ДЭХ, поскольку договор не смог обязать Киев обеспечить гарантированный транзит российского газа в государства ЕС. В октябре того же года наша страна предложила собственный концептуальный подход к разработке новой юридической основы для сотрудничества в сфере энергетики.

США и Канада изначально отказались подписать договор, Китай также пока не является участником ДЭХ. За последний год глава Энергохартии трижды посетил КНР, что свидетельствует о растущем интересе китайского руководства к сотрудничеству. Похоже, что многие принципы Хартии близки к проводимым Пекином реформам. Более того, Китай всё сильнее вовлекается в международные процессы добычи и поставок энергоресурсов, включая строительство новых трубопроводов из России и стран Центральной Азии. Пекин учитывает и то, что ДЭХ ратифицирован всеми странами Закавказья и Средней Азии, в том числе Азербайджаном, Грузией, Казахстаном и Туркменистаном, а также Турцией. Кстати, высокопоставленный турецкий дипломат Селим Кунералп с декабря 2014 г. занимает должность заместителя генерального секретаря Энергетической Хартии. Ранее на этом посту традиционно находился представитель России (кроме того, русский язык наряду с английским является официальным рабочим языком хартии).

В 2014 г. Казахстан возглавил Конференцию по Энергетической Хартии, являющуюся высшим руководящим органом этой международной организации. «Наша страна – активный член ДЭХ с момента его вступления в силу в 1998 г., – отметил в связи с этим первый заместитель министра энергетики Республики Казахстан Узакбай Карабалин. – Долгосрочные и конструктивные отношения, установленные Секретариатом Энергетической Хартии с Министерством энергетики и Ассоциацией Kazenergy свидетельствуют об актуальности и значимости Энергетической Хартии для Казахстана»<sup>2</sup>. В декабре 2014 г. в Ашхабаде прошёл

<sup>1</sup> См.: [http://www.encharter.org/fileadmin/user\\_upload/SG\\_s\\_speeches/SG\\_Energy\\_Post\\_interview\\_6\\_Oct\\_2014.pdf](http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/SG_s_speeches/SG_Energy_Post_interview_6_Oct_2014.pdf)

международный форум Энергетической Хартии, на котором выступили многие высокопоставленные лица<sup>3</sup>.

ДЭХ ставит перед собой амбициозную цель – создание единого поля правил, которые должны соблюдать участвующие государства. Тем самым могут быть сведены к минимуму риски, связанные с инвестициями и торговлей в области ТЭК. Положения ДЭХ не только содержат широкий круг мер по защите инвестиций посредством механизмов арбитража, но и гарантируют свободу транзита нефти, газа и других энергоносителей через территорию стран-членов. В этом смысле известный нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан во многом опирался на принципы ДЭХ, и договор упоминался в его уставных документах.

За последние 15 лет известны более 60 случаев судебных разбирательств со ссылкой на положения ДЭХ. Около 20 из них закончились вынесением судебного решения, около 30 дел – договорённость сторон в досудебном порядке и ещё 10 случаев находятся до сих пор в процессе рассмотрения.

Однако попытки использовать ДЭХ в качестве единственного юридически обязывающего многостороннего документа в области международной энергетической безопасности далеко не всегда завершаются успехом. Так, на основании статьи 26 (8) ДЭХ специальный арбитражный суд в Гааге – Постоянная палата третейского суда – в июле 2014 г. обязал российское государство выплачивать около 50 млрд долларов компенсации бывшим акционерам «ЮКОСа». Это решение, как известно, вызвало категорическое несогласие России и большой резонанс в мире. Москва заявила о намерении обжаловать решение гаагского суда и подать апелляцию, хотя такой механизм не предусмотрен ДЭХ, поскольку «арбитражные решения... являются окончательными и обязательными для сторон в споре» (ст. 26)<sup>4</sup>.

Когда главу Энергохартии У. Руснака (выпускника Московского института нефти и газа и бывшего посла Словакии на Украине) спросили об отношении к данному решению, он с присущим ему дипломатическим тактом ответил, что всё зависит от того, с какой позиции на это посмотреть: «С точки зрения инвестора, это показывает, насколько сильным инструментом для защиты инвестиций является Договор к Энергетической Хартии. А с точки зрения правительства, ДЭХ показывает пределы того, что они могут сделать, когда речь идёт о конфликте с иностранными инвесторами»<sup>5</sup>.

### БОЛЬШЕ СПРАВЕДЛИВОСТИ И ПРОЗРАЧНОСТИ

В тревожных условиях глобальной энергетической турбулентности Секретариат Энергетической Хартии ставит задачу обновления и смело призывает мировое сообщество рассмотреть и принять новый документ.

МЭХ, который предлагается подписать в Гааге, является декларацией, не содержащей юридически обязывающих положений. Её цель заключается в укреплении сотрудничества в энергетической сфере, она призвана учесть многовекторные интересы нынешних и потенциальных участников и отразить новые реалии ТЭК, в частности повышение роли развивающихся стран.

В чём разница между действующей Энергохартией и новой? «Одно из главных отличий состоит в том, что новый документ



Глава Энергохартии У. Руснак

включать задачу преодоления энергетической бедности. Новый документ содержит переосмысление подходов к энергетической безопасности и отражает различные точки зрения»<sup>6</sup>.

У. Руснак постоянно подчёркивает, что хочет придать ДЭХ большую прозрачность: «Договор должен работать в качестве сдерживающего фактора, то есть напоминать властям, где находится красная линия между государственной политикой и законными правами инвесторов, чтобы любое правительство могло сделать осознанный выбор и избежать арбитража. Для этого нам нужно больше прозрачности».

В условиях, когда энергетика нуждается в колоссальных финансовых вложениях (в частности, для развития как национальной, так и международной инфраструктуры), создание благоприятного инвестиционного климата является жизненно необходимым. Предполагается, что страны, которые присоединятся к новому документу, будут способны уменьшить инвестиционные риски и привлечь новые частные капиталы по более низкой стоимости. Таким образом, можно приблизиться к тому, чтобы энергетическая безопасность отражала интересы всех государств, входящих в цепочку создания стоимости в ТЭК.

Вместе с тем, РФ пока не будет присоединяться к Европейской Энергетической Хартии. «К России был предъявлен иск по делу «ЮКОСа», в том числе согласно Энергетической Хартии. Решение суда мы не признаём. Была подана апелляция. Пока идёт этот процесс, мы находимся в стороне от Энергетической Хартии», – заявил глава Минэнерго Александр Новак.

\*\*\*

Стремление Энергетической Хартии выйти за пределы европейского формата отражает, с одной стороны, процесс динамичной глобализации топливно-энергетической отрасли, а с другой стороны, централизацию управления энергетикой в странах Европы. В 28 странах ЕС вопросы регулирования энергетики всё в большей степени становятся компетенцией Европейской Комиссии, взявшей курс на «единый голос» в международном энергетическом сотрудничестве. ЕК разрабатывает собственную, единую для стран ЕС энергетическую стратегию, и её решения всё чаще носят обязывающий характер с серьёзными правовыми последствиями. В этих условиях Секретариат Энергетической Хартии стремится вовлечь в сферу своей деятельности новых участников, прежде всего из числа развивающихся стран Азии и Африки. Станет ли МЭХ на деле основой для международного правового регулирования энергетики и укрепления энергобезопасности, покажет только практика. ■

<sup>2</sup> «Панорама». – 2014. – 21 ноября.

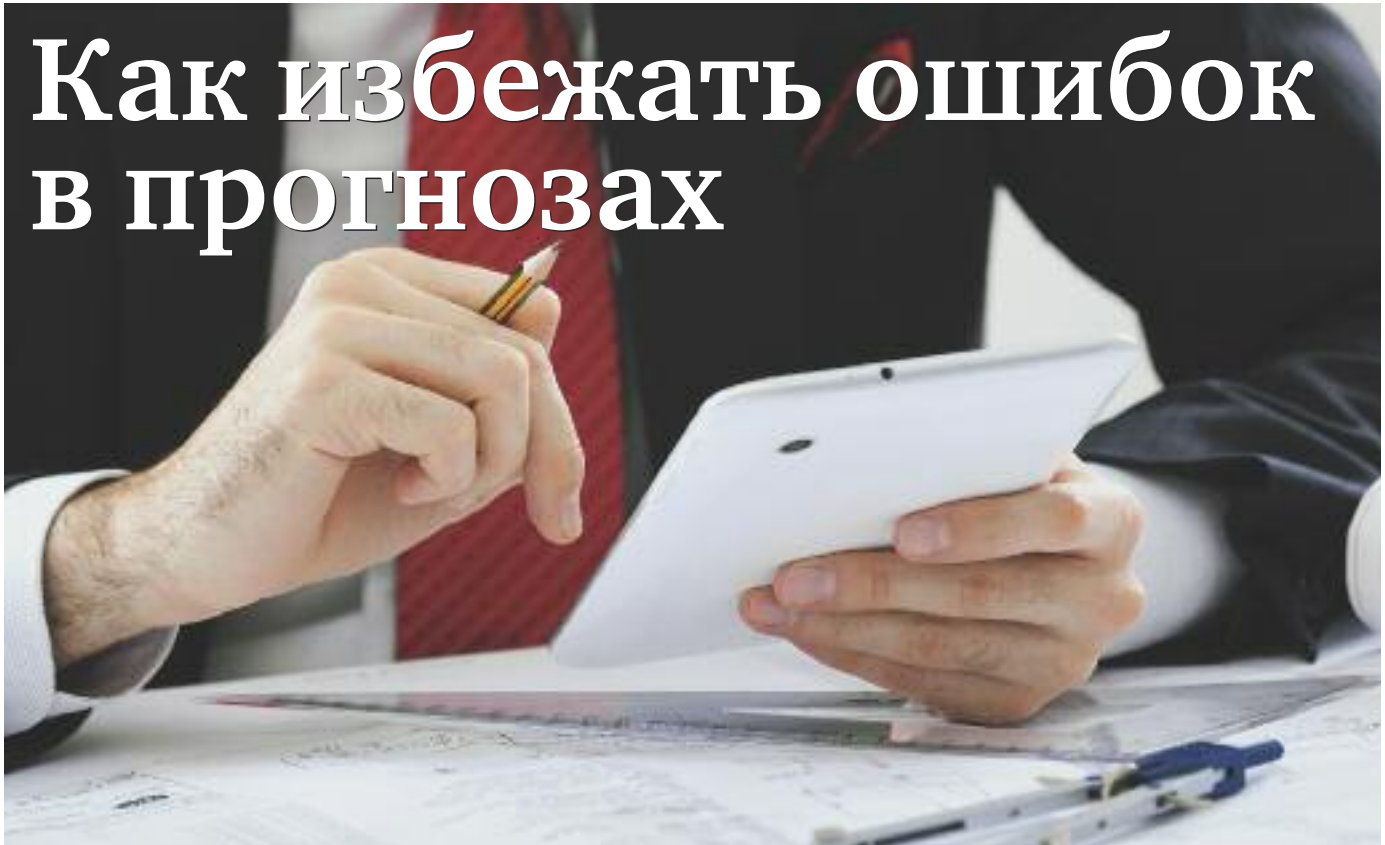
<sup>3</sup> Государственное информационное агентство Туркменистана, 9 декабря 2014 г.

<sup>4</sup> Конопляник А. А. Международные механизмы защиты иностранных инвестиций в ТЭК и расширенный/обновлённый пакет ДЭХ и связанных с ним инструментов. См.: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/141128-konoplyanik4-2014-printed%20version.pdf>

<sup>5</sup> См.: Energypost: <http://www.energypost.eu/exclusive-2015-hague-see-birth-new-global-energy-charter>

<sup>6</sup> Там же.

# Как избежать ошибок в прогнозах



**Методы традиционного регрессионного анализа малоприменимы для анализа ситуации с котировками акций нефтегазовых компаний**

Никита ЗЕЛЕНИН

**Стоимость акций является одним из экономических показателей, который напрямую влияет на формирование дохода держателей капитала. Поэтому необходимо её планировать и прогнозировать. При этом инструментарий моделирования должен быть достаточно точным, позволяющим с большой степенью достоверности делать выводы об изменениях динамики. В то же время стоимость акций является одним из наиболее быстро изменяющихся показателей в экономике. Колебания котировок происходят даже в течение дня. Это позволяет сформировать большую выборку и использовать методы регрессионного анализа для построения моделей. Данный метод является традиционным в подобных случаях. Но насколько он уместен при моделировании именно стоимости акций нефтегазовых компаний?**

## **ВЫБОР ПЕРИОДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Наши предыдущие исследования<sup>1</sup> свидетельствуют, что уровень стоимости акций компаний нефтегазового сектора имеет большую корреляцию с показателями фондового рынка. А вот корреляция с оперативными результатами деятельности (уровень добычи) и индикаторами мирового рынка (цены на углеводороды) существенно ниже. В связи с этим будем использовать для моделирования, помимо непосредственно стоимости акций, ещё и значения фондовых индексов, в состав которых входит та или иная ценная бумага.

Анализ будем осуществлять на примере девяти крупнейших российских компаний, работающих в сфере добычи и транспортировки углеводородного сырья – «Башнефти» (обыкновенные и привилегированные акции), «Газпрома» (обыкновенные акции), «ЛУКОЙЛа»

(обыкновенные акции), «Славнефть-Мегионнефтегаза» (привилегированные акции), «НОВАТЭКа» (обыкновенные акции), «Роснефти» (обыкновенные акции), «Сургутнефтегаза» (обыкновенные и привилегированные акции), «Татнефти» (обыкновенные и привилегированные акции), «Транснефти» (привилегированные акции). Выбор обыкновенных и привилегированных акций осуществлён на основе вхождения того или иного вида ценных бумаг в фондовые индексы.

Как изначальный критерий качества модели станет использоваться коэффициент корреляции Пирсона. Анализ динамики коэффициентов корреляции показал, что максимальному количеству наблюдений не всегда соответствует максимальный коэффициент корреляции и иногда следует отказаться от некоторого количества наблюдений для повышения значимости качественных показателей модели.

В связи с этим в табл. 1 приведены максимальные коэффициенты корреляции для исследуемых показателей. Здесь

<sup>1</sup> Зеленин Н. В. В отрыве от реальности // Нефть России. – 2014. – № 11–12. – С. 48–52; В отрыве от реальности – 2 // Нефть России. – 2015. – № 1–2. – С. 53–57.

Табл. 1. Максимальные коэффициенты корреляции Пирсона для рассматриваемых показателей

	RTS		RTSO		MICEX		MICEHO	
	Коэффициент корреляции	N*	Коэффициент корреляции	N	Коэффициент корреляции	N	Коэффициент корреляции	N
Дата**		Дата		Дата		Дата		
BANE	0,35	619	0,53	622	0,24	629	0,35	745
		17.05.2012 г.		14.05.2012 г.		04.05.2012 г.		18.11.2011 г.
BANEP	0,33	619	0,54	623	0,42	629	0,44	738
		17.05.2012 г.		12.05.2012 г.		04.05.2012 г.		29.11.2011 г.
GAZP	0,88	1020	0,87	2150	0,86	1021	0,25	1527
		22.10.2010 г.		06.04.2006 г.		21.10.2010 г.		06.10.2008 г.
LKOH	0,94	4110	0,97	3707	0,97	4268	0,95	1527
		18.05.1998 г.		05.01.2000 г.		22.09.1997 г.		06.10.2008 г.
MFGSP	0,42	1957	0,60	2066	0,59	1925	0,76	1602
		29.11.2006 г.		28.06.2006 г.		22.01.2007 г.		14.05.2008 г.
NVTK	0,60	1532	0,74	1528	0,78	1545	0,93	1576
		29.09.2008 г.		03.10.2008 г.		09.09.2008 г.		28.07.2008 г.
ROSN	0,74	1528	0,87	1527	0,86	1630	0,85	1543
		03.10.2008 г.		06.10.2008 г.		12.05.2008 г.		11.09.2008 г.
SNGS	0,87	4344	0,90	3707	0,90	4268	0,75	1705
		30.05.1997 г.		05.01.2000 г.		22.09.1997 г.		22.01.2008 г.
SNGSP	0,72	4191	0,75	3707	0,78	4191	0,89	1570
		05.12.1997 г.		05.01.2000 г.		05.12.1997 г.		05.08.2008 г.
TATN	0,76	3221	0,72	3221	0,87	3221	0,96	1878
		07.12.2001 г.		07.12.2001 г.		07.12.2001 г.		08.05.2007 г.
TATNP	0,75	3221	0,73	3221	0,86	3221	0,95	1879
		10.12.2001 г.		10.12.2001 г.		10.12.2001 г.		08.05.2007 г.
TRNFP	0,51	3010	0,59	3010	0,64	3010	0,85	1880
		22.05.2002 г.		22.05.2002 г.		22.05.2002 г.		08.05.2007 г.

\* Количество наблюдений, соответствующее коэффициенту корреляции.

\*\* Дата начала наблюдений, соответствующая указанному количеству наблюдений.

нужно оговориться, что при совсем небольшом количестве наблюдений данный коэффициент имеет свойство увеличиваться, что, однако, не свидетельствует об усилении связи между показателями. Поэтому указанные максимумы рассматривались для количества показателей более чем за один год.

Отметим пары показателей, которые будут исключены из исследования. Связь привилегированных акций «Транснефти» и отраслевого индекса ММВБ является единственной существенной связью для этой компании. Во всех остальных случаях (то есть в связях с прочими индексами) коэффициент корреляции ниже 0,7. Подчеркнём, что это – единственный критерий, по которому модели исключаются из дальнейшего исследования.

Также это касается обыкновенных и привилегированных акций «Башнефти» в части всех индексов (максимальная связь у этих акций – с отраслевым РТС, однако даже в данном случае коэффициент не превышает 0,54).

Невыраженная связь с индексами наблюдается у стоимости акций «Славнефть-Мегионнефтегаза». Модель для акций этой компании будет построена

только с отраслевым индексом ММВБ. В остальных же случаях коэффициент корреляции хоть и не совсем низок (на уровне 0,42 для общего РТС и 0,6 для отраслевого РТС и общего ММВБ), однако всё же недостаточен для моделирования.

Сила связи на уровне 0,6 характерна и для стоимости акций «НОВАТЭКа» и общего индекса РТС. Поэтому по формальным признакам она также будет исключена из дальнейшего моделирования, но для стоимости акций этой компании и остальных индексов модели будут построены.

В заключение обратим внимание на ещё одну слабую связь – отраслевого ММВБ и стоимости акций «Газпрома», – максимальный коэффициент корреляции для которой равен 0,25. Следовательно, эта пара также будет исключена из исследования.

Итак, подводя итог вышесказанному, отметим, что для всех четырёх индексов модели будут построены для обыкновенных и привилегированных акций «Татнефти» и «Сургутнефтегаза» и стоимости акций компаний «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть». Для газодобывающих компаний построят по три модели: для «Газпрома» не будет модели с отраслевым ММВБ, а

для «НОВАТЭКа» – с общим РТС. Для «Транснефти» и «Славнефть-Мегионнефтегаза» создадут по одной модели: в первом случае – с общим РТС, во втором – с отраслевым ММВБ. Для «Башнефти» не разработают ни одной модели в силу низких значений коэффициента корреляции. Таким образом, будет построено 32 модели.

### Оценка качества полученных моделей

Высокий коэффициент корреляции не гарантирует качества модели. И на следующем этапе нашего исследования как раз и произойдёт оценка этого качества. Она будет состоять из двух этапов. На первом оцениваются формальные признаки – соответствие моделей критериям Фишера и Стьюдента. А на втором этапе те модели, которые успешно прошли первый, станут рассматриваться на основе показателей качества.

По критерию Фишера оцениваются значимость модели в целом и соответствие построенного уравнения данным генеральной совокупности. Критерий же Стьюдента применяется для проверки существенности коэффициентов и для расчёта их доверительных интервалов.



«Газпром нефть»

Табл. 2. Оценка параметров моделей для связи стоимости акций отечественных компаний нефтегазового сектора и российских фондовых индексов

Модель	Количество наблюдений	Множественный R	Значимость по Фишеру	Параметр А		Параметр В	
				Значение	Значимость по Стьюденту	Значение	Значимость по Стьюденту
GAZP (RTS)	1020	0,88	0	2,31	0,39417	0,10	0
GAZP (RTSO)	2150	0,87	0	-55,13	0	1,23	0
GAZP (MICEX)	1021	0,86	0	-141,21	0	0,20	0
LKOH (RTS)	4110	0,94	0	197,40	0	1,07	0
LKOH (RTSO)	3707	0,95	0	40,59	0	8,60	0
LKOH (MICEX)	4268	0,97	0	124,23	0	1,22	0
LKOH (MICEXO)	1527	0,95	0	621,52	0	0,40	0
MFGSP (MICEXO)	1602	0,76	0	-157,73	0	0,17	0
NVTK (RTSO)	1528	0,74	0	-174,32	0	2,55	0
NVTK (MICEX)	1545	0,78	0	-164,69	0	0,33	0
NVTK (MICEXO)	1576	0,93	0	-172,32	0	0,16	0
ROSN (RTS)	1528	0,74	0	99,70	0	0,09	0
ROSN (RTSO)	1527	0,87	0	35,88	0	1,00	0
ROSN (MICEX)	1630	0,86	0	52,68	0	0,12	0
ROSN (MICEXO)	1543	0,85	0	77,65	0	0,05	0
SNGS (RTS)	4344	0,87	0	5,36	0	0,01	0
SNGS (RTSO)	3707	0,90	0	5,48	0	0,11	0
SNGS (MICEX)	4268	0,90	0	5,23	0	0,02	0
SNGS (MICEXO)	1705	0,75	0	13,08	0	0,00	0
SNGSP (RTS)	4191	0,72	0	3,90	0	0,01	0
SNGSP (RTSO)	3707	0,75	0	2,76	0	0,08	0
SNGSP (MICEX)	4191	0,78	0	3,01	0	0,01	0
SNGSP (MICEXO)	1570	0,89	0	-6,43	0	0,01	0
TATN (RTS)	3221	0,76	0	10,57	0	0,09	0
TATN (RTSO)	3221	0,72	0	-11,19	0	0,75	0
TATN (MICEX)	3221	0,87	0	-12,86	0	0,12	0
TATN (MICEXO)	1878	0,96	0	-31,33	0	0,07	0
TATNP (RTS)	3221	0,75	0	4,82	0	0,05	0
TATNP (RTSO)	3221	0,73	0	-9,11	0	0,43	0
TATNP (MICEX)	3221	0,86	0	-8,04	0	0,06	0
TATNP (MICEXO)	1879	0,95	0	-36,78	0	0,04	0
TRNFP (MICEXO)	1880	0,85	0	-44023	0	32,61	0

Характеристику на базе коэффициента корреляции давать не будем, поскольку изначально период моделирования выбран на основе этого критерия и все модели имеют значимые коэффициенты Пирсона. Значения же критериев Фишера и Стьюдента показаны в табл. 2. В качестве параметров соответствия представлены вычисленные по выборке значения плотности вероятности распределения для критерия Фишера и значения плотности вероятности распределения для критерия Стьюдента. Эти значения приводятся с использованием пакета анализа «Регрессия» в MS EXCEL и соответствуют показателям «Значимость F» и «Р Значение». Отметим, что малые значения этих вероятностей свидетельствуют в пользу значимости коэффициентов.

Первый этап оценки качества не прошла только одна модель – связь стоимости акций «Газпрома» и общего RTS. Для неё получено большое значение критерия Стьюдента для параметра А. В связи с этим данная модель исключается из дальнейшего исследования.

Для остальных же моделей в табл. 3 представлены основные параметры качества. К ним относится оценка предположений МНК, а именно оценка случайности остатков (на основе критерия поворотных точек), их математическое ожидание, проверка на гомоскедастичность (на основании критерия Голдфелда-Квандта) и отсутствие автокорреляции остатков (по критерию Дарбина-Уотсона), а также наличие у них нормального

Табл. 3. Параметры качества моделей для связи стоимости акций отечественных компаний нефтегазового сектора и российских фондовых индексов

Модель	Количество наблюдений	Случайность остатков		Математическое ожидание остатков	Гомоскедастичность		Автокорреляция остатков (критерий Дарбина-Уотсона)	Нормальность распределения		
		Количество поворотных точек	$\sigma_0$		Критерий Голдфелда-Квандта	Распределение Фишера		RS-статистика	Нижняя граница	Верхняя граница
GAZP (RTSO)	2150	1047	1392	0	0,67	1,11	0,0076	4,46	6,68	10,59
GAZP (MICEX)	1021	493	652	0	2,14	1,16	0,0246	4,59	6,12	9,63
LKOH (RTS)	4110	2081	2684	0	0,22	1,08	0,0060	6,23	7,16	11,43
LKOH (RTSO)	3707	1868	2418	0	0,85	1,08	0,0080	6,37	7,08	11,30
LKOH (MICEX)	4268	2196	2788	0	0,19	1,07	0,0072	6,27	7,19	11,48
LKOH (MICEXO)	1527	777	983	0	1,69	1,13	0,0645	6,87	6,42	10,15
MFGSP (MICEXO)	1602	849	1032	0	0,22	1,12	0,0129	6,33	6,46	10,21
NVTK (RTSO)	1528	728	984	0	2,89	1,13	0,0100	5,83	6,42	10,15
NVTK (MICEX)	1545	758	995	0	2,80	1,13	0,0076	3,94	6,43	10,17
NVTK (MICEXO)	1576	789	1015	0	2,61	1,12	0,0174	5,20	6,44	10,19
ROSN (RTS)	1528	801	984	0	1,34	1,13	0,0168	5,12	6,42	10,15
ROSN (RTSO)	1527	775	983	0	1,13	1,13	0,0248	5,91	6,42	10,15
ROSN (MICEX)	1630	820	1051	0	1,13	1,12	0,0248	4,45	6,47	10,24
ROSN (MICEXO)	1543	785	994	0	2,18	1,13	0,0254	5,35	6,43	10,17
SNGS (RTS)	4344	2143	2839	0	0,66	1,07	0,0052	6,24	7,20	11,50
SNGS (RTSO)	3707	1918	2418	0	0,66	1,08	0,0099	6,72	7,08	11,30
SNGS (MICEX)	4268	2154	2788	0	0,11	1,07	0,0064	6,68	7,19	11,48
SNGS (MICEXO)	1705	869	1100	0	3,21	1,12	0,0287	6,78	6,50	10,29
SNGSP (RTS)	4191	2044	2738	0	0,10	1,07	0,0021	5,78	7,17	11,46
SNGSP (RTSO)	3707	1809	2418	0	0,28	1,08	0,0029	6,65	7,08	11,30
SNGSP (MICEX)	4191	2122	2738	0	0,06	1,07	0,0023	5,56	7,17	11,46
SNGSP (MICEXO)	1570	751	1011	0	0,38	1,12	0,0121	5,44	6,44	10,19
TATN (RTS)	3221	1553	2098	0	0,12	1,09	0,0027	5,32	6,98	11,12
TATN (RTSO)	3221	1575	2098	0	0,10	1,09	0,0025	5,10	6,98	11,12
TATN (MICEX)	3221	1627	2098	0	0,21	1,09	0,0042	5,31	6,98	11,12
TATN (MICEXO)	1878	940	1214	0	0,34	1,11	0,0314	5,29	6,57	10,42
TATNP (RTS)	3221	1620	2098	0	0,15	1,09	0,0025	5,56	6,98	11,12
TATNP (RTSO)	3221	1589	2098	0	0,10	1,09	0,0029	5,51	6,98	11,12
TATNP (MICEX)	3221	1651	2098	0	0,21	1,09	0,0044	5,56	6,98	11,12
TATNP (MICEXO)	1879	921	1214	0	0,74	1,11	0,0339	6,47	6,58	10,42
TRNFP (MICEXO)	1880	921	1215	0	0,42	1,11	0,0115	4,32	6,58	10,42

закона распределения (распределение Гаусса) – на основании RS-статистики.

Как видно из таблицы, второй этап оценки является не таким успешным, как первый. Жирным шрифтом выделены те значения, которые удовлетворяют параметрам качества моделей. Для всех моделей выполняется только два критерия – оценка автокорреляции остатков и математическое ожидание случайного отклонения. Соответствие последнему критерию означает, что случайные отклонения в среднем оказывают влияние на зависимую величину при отсутствии систематических ошибок в наблюдениях. Для этого среднее значение остатков должно быть приблизительно равно нулю, что и продемонстрировано в таблице.

Оценка автокорреляции остатков осуществлялась на основе критерия Дарби-

на-Уотсона. Этот метод предполагает разделение участка от 0 до 4 на шесть промежутков в зависимости от количества наблюдений. Например, для 100 наблюдений это будут участки [0; 1,65], [1,65; 1,69], [1,69; 2], [2; 2,31], [2,31; 2,35], [2,35; 4]. Далее, если полученное значение критерия попадает в 1-й и 6-й промежутки, то критерий выполняется, если во 2-й или 5-й – то однозначных выводов мы сделать не можем, если в 3-й или 4-й – то критерий не выполняется. То есть если все значения меньше 1,65 (а с ростом количества наблюдений эта граница будет только увеличиваться), то это свидетельствует о выполнении критерия. Таким образом, автокорреляция остатков в рассматриваемых моделях отсутствует.

Остальные параметры для всех моделей не выполняются. Проверка на гомо-

скедастичность или на постоянство дисперсии случайных отклонений означает, что каждое конкретное наблюдение (выборка) может породить различные случайные отклонения, но разброс этих отклонений – один и тот же. Проверка выполнялась на основе критерия Голдфелда-Квандта. Для проверки строилось две подмодели, содержащие по половине изначальных наблюдений, а затем находилось соотношение дисперсий (суммы квадратов остатков) этих подмоделей. Полученное значение сравнивалось со значением распределения Фишера (статистики Фишера, F-статистики) при заданных параметрах. И если полученное значение не превышало критического уровня, то критерий считался выполненным. Как видно из таблицы, этот критерий выполняется для

22 моделей, не проходят же по нему все модели для «НОВАТЭКа» и «Роснефти», а также «ЛУКОЙЛа» и «Сургутнефтегаза» (в части обыкновенных акций) с отраслевым ММВБ, а «Газпрома» – с общим.

Интересно отметить, что модели связи стоимости акций «ЛУКОЙЛа» и «Сургутнефтегаза» (в части обыкновенных акций) с отраслевым ММВБ (для которых не выполняется условие гомоскедастичности) являются единственными, для которых выполняется условие о нормальности распределения остатков. Оценка соответствия критерию наличия нормального распределения остатков (распределения Гаусса) выполнялась на основании расчёта RS-статистики и попадания полученного значения в доверительный интервал. К сожалению, статистических таблиц для такого количества наблюдений найти не удалось, в отличие от критерия Дарбина-Уотсона мы не могли руководствоваться предельными известными значениями даже в 100 наблюдениях, поскольку с ростом количества наблюдений доверительный интервал не расширялся, как в случае с критерием Дарбина-Уотсона, а сдвигался. На основании известных значений границ доверительного интервала была найдена функциональная зависимость от количества наблюдений (она носила логарифмический характер). Границы интервалов были рассчитаны для необходимого количества наблюдений и представлены в табл. 4. Но, как мы уже отметили, только два получившихся значения попадают в доверительный интервал. Безусловно, его можно расширить, увеличив вероятность ошибки. Однако представлен-



Случайность остатков оценивалась на основе критерия поворотных точек (пики). Для этого рассчитывалось теоретическое ( $C_0$ ) и фактическое количество экстремумов. Критерий считается выполненным, если наблюдается превышение фактического уровня над теоретическим. Как видно из таблицы, для всех моделей этот критерий не выполняется, что не позволяет говорить о них как моделях с соответствующим уровнем надёжности.

Подводя итог этой части исследования, можем сделать вывод о том, что метод регрессионно-корреляционного анализа не подходит для анализа подобной взаимосвязи. Окончательную проверку качества не прошла ни одна из моделей, хотя имелось большое количество наблюдений и существенный уровень ко-

лей надёжности можно сделать выводы о взаимосвязи показателей без большого количества расчётов по дополнительным параметрам.

### ПРИМЕР ИТАЛЬЯНСКОЙ КОМПАНИИ ENI

Чтобы исключить влияние российской конъюнктуры для подтверждения нашего вывода, приведём подобный анализ для европейской компании Eni. Ente Nazionale Idrocarburi, основанная в 1953 г. итальянским правительством, является одной из крупнейших в мире нефтяных корпораций. Она ведёт разведку и добычу нефти в 70 странах мира. В настоящий момент Eni – крупнейшая итальянская компания, акции которой имеют наибольший вес на фондовом рынке. Они включены более чем в

Табл. 4. Значение основных параметров для регрессионных моделей связи стоимости акций компании Eni и основных фондовых индексов, содержащих акции этой компании

Модель	Количество наблюдений	Множественный R	Значимость по Фишеру	Параметр А		Параметр В	
				Значение	Значимость по Стьюденту	Значение	Значимость по Стьюденту
FTSE MIB	2400	0,93	0	10,25	0	0,0004	0
DJ STOXX Euro 50	2250	0,93	0	3,79	1,0341E-160	0,0050	0
DJ STOXX Euro 600	3200	0,81	0	3,19	2,67925E-55	0,0556	0
DJ STOXX Euro 600 Oil & Gas (3170 наблюдений)	3170	0,94	0	-3,13	2,2897E-107	0,0648	0
DJ STOXX Euro 600 Oil & Gas (2400 наблюдений)	2400	0,94	0	-4,79	7,5881E-129	0,0690	0
MSCI Euro	1290	0,66	0	9,43	4,5372E-220	0,0089	0

ные значения и так рассчитаны на основании уровня надёжности 0,95 – то есть ещё больший размер ошибки не станет статистически значимым. Кроме того, в связи с тем что следующий критерий (случайности остатков) не будет выполнен ни для одной из моделей, то это и не представляется необходимым.

эфициента Пирсона. Причём для каждой модели не выполнялось как минимум два из пяти показателей качества, что свидетельствует о недостоверности именно регрессионной части зависимости. В данном случае более уместен традиционный корреляционный анализ, на основании которого с существенной до-

50 индексов, наиболее существенные из которых – FTSE MIB, DJ STOXX Euro 50, DJ STOXX Euro 600, DJ STOXX Euro 600 Oil&Gas, MSCI Euro.

Именно эти индексы и будем использовать для построения моделей. В связи с тем, что каждый индекс имеет обширную историческую базу данных, встаёт

Табл. 5. Значение основных показателей качества для регрессионных моделей связи стоимости акций компании Eni и основных фондовых индексов, содержащих акции этой компании

Модель	Количество наблюдений	Случайность остатков		Математическое ожидание остатков	Гомоскедастичность		Автокорреляция остатков (критерий Дарбина-Уотсона)	Нормальность распределения		
		Количество поворотных точек	$\rho$		Критерий Голдфелда-Кванта	Распределение Фишера		RS-статистика	Нижняя граница	Верхняя граница
FTSE MIB	2400	1557	1218	0	0,86	1,10	0,0294	6,50	6,76	10,74
DJ STOXX Euro 50	2250	1458	1133	0	1,25	1,10	0,0240	5,55	6,71	10,65
DJ STOXX Euro 600	3200	2084	1607	0	1,80	1,09	0,0089	5,40	6,97	11,11
DJ STOXX Euro 600 Oil & Gas (2400 наблюдений)	3170	1557	1233	0	1,00	1,09	0,0218	5,48	6,97	11,10
DJ STOXX Euro 600 Oil & Gas (3170 наблюдений)	2400	2064	1623	0	0,51	1,10	0,0210	5,46	6,76	10,74
MSCI Euro	1290	828	650	0	1,06	1,14	0,0316	5,74	6,29	9,93

вопрос о выборе периода для моделирования (как и в случае с российскими компаниями). Первой предпосылкой для построения модели является высокий коэффициент корреляции. Для каждого из индексов необходимо найти оптимальное соотношение значения коэффициента корреляции и количества наблюдений, для которого в дальнейшем и будет производиться моделирование.

Для индекса FTSE MIB оптимальное количество наблюдений с июля 2005 г. по ноябрь 2014 г. составляет 2400. Для DJ STOXX Euro 50 – 2250 наблюдений (с февраля 2006 г. по ноябрь 2014 г.), для DJ STOXX Euro 600 – 3200 (июнь 2002 г.). Для DJ STOXX Euro 600 Oil & Gas демонстрируются высокие коэффициенты корреляции, что в принципе характерно для отраслевых индексов, и возможны два максимума – на уровне 3170 и 2400 наблюдений. Следовательно, для этого индекса построим две модели. Для MSCI Euro модель будем строить на основе всех наблюдений, поскольку различия в уровне коэффициента корреляции незначительные и начинают меняться только с существенным сокращением выборки, достигая максимума при объёмах около 100 наблюдений, что, безусловно, скажется на качестве модели. Таким образом, в данном случае будем строить модель по наиболее репрезентативной выборке, пусть и с меньшим значением коэффициента корреляции. Отметим, что и при этом значение коэффициента 0,66 свидетельствует о тесном характере связи.

Итак, для каждого из индексов построена регрессионная модель зависимости стоимости акций Eni от значения рассматриваемых индексов. В табл. 4 приведены параметры полученных мо-

делей и их соответствие критериям Фишера и Стьюдента.

Как видно из таблицы, для всех моделей выполняются критерии Фишера и Стьюдента (во многих случаях они даже принимают нулевые значения, хотя для качественной модели значение параметра не должно превышать 0,05), что, как показывает наш предыдущий пример, обеспечивается большим количеством наблюдений. Однако это не указывает на то, что модели получились однозначно хорошими. Для окончательной оценки их качества обратимся к анализу предпосылок МНК, то есть ко второму этапу, о котором говорилось ранее. В табл. 5 представлены значения анализируемых параметров.

Методология оценки подробно описана при анализе ситуации для российских компаний, здесь же остановимся лишь на полученных результатах. По аналогии с отечественными компаниями для всех индексов выполняются критерии автокорреляции остатков и математического ожидания случайного отклонения. Критерий Дарбина-Уотсона не превышает 1,65 (значение для 100 наблюдений), а среднее значение остатков приближено равно нулю.

Критерий гомоскедастичности, как и в случае с отечественными компаниями, выполняется не всегда, но ситуация заметно лучше – четыре из шести моделей проходят эту проверку. Критерий не выполняется только для тех вариантов индекса DJ STOXX Euro, которые не являются отраслевыми.

А вот критерии случайности и нормальности распределения не проходят ни одна из моделей. Как и в случае с отечественными компаниями, где, напомним, только две пары прошли проверку

на нормальность распределения и ни одна не прошла проверку на случайность.

В целом следует отметить, что показатели качества для российских моделей схожи с теми, которые демонстрирует связь стоимости акции итальянской Eni и европейских индикаторов рынка ценных бумаг.

Подводя итог всему исследованию, стоит отметить, что в целом методы регрессионного анализа не до конца подходят для моделирования и прогноза стоимости акций нефтегазовых компаний. Несмотря на хорошие предпосылки в виде большого количества наблюдений и высокого коэффициента корреляции, подробный анализ показывает, что полученные модели не соответствуют традиционным показателям качества. Это продемонстрировано и на примере отечественных компаний отрасли, и на примере итальянской компании Eni.

Полученные результаты подтверждают наше предположение о том, что методы корреляционно-регрессионного анализа могут быть использованы в данном случае только в части нахождения степени взаимосвязи показателей, но не для моделирования и прогноза стоимости акций. Хотя зачастую подобные методы предлагаются. Но такой прогноз должен иметь существенную степень надёжности, чтобы выводы на его основе можно было делать с достаточной достоверностью, поскольку в данном случае речь идёт об оценке реальных активов и ошибка в прогнозе может привести к финансовым потерям. В связи с этим собственникам акций следует ответственно подходить к выбору инструментов моделирования. Наше исследование представляется полезным для держателей ценных бумаг. ■



# Перекрёстки российского асфальта

Творческая инициатива и энергия первопроходцев асфальтобитумного производства заложили основы развития индустрии дорожных покрытий

Александр МАТВЕЙЧУК,  
кандидат исторических наук,  
действительный член РАЕН

Сегодня невозможно представить себе современную автостраду без её важнейшей основы – качественного асфальтобетонного дорожного покрытия, где как связующее вещество применяется нефтебитум. Но мало кто знает, что это – ближайший родственник природного асфальта, одного из древнейших минеральных веществ на нашей планете, и что асфальтобитумное производство в России уже насчитывает почти два столетия.

## ТЕРНИСТЫЙ ПУТЬ К АСФАЛЬТОВОЙ МОСТОВОЙ

О битуминозных месторождениях минерала асфальт (от греческого «асфалес» – прочный, крепкий, надёжный) впервые упомянул древнегреческий историк Геродот Галикарнасский, живший в V веке до н. э. По его свидетельству, на поверхности ряда озёр в Месопотамии он видел плавающее твёрдое вещество с характерным запахом. Из результатов археологических раскопок известно, что у древних египтян асфальт использовался в качестве цементирующего вещества при кладке каменных стен, а в легендарном Вавилоне применялся при сооружении одного из «чудес света» – висячих садов Семирамиды.

Первое упоминание о российском асфальте появилось в социально-экономическом трактате «Книга о скудности и богатстве» (1724 г.), принадлежащем перу Ивана Посошкова (1652–1726), одного из самобытных отечественных экономистов. Он писал: «Лекарственную материю сыскал я, нарицаемую гум асфальтум». И хотя он не указал точного расположения упомянутого месторожде-



В труде Ивана Посошкова «Книга о скудности и богатстве» были приведены сведения о месторождении асфальта в Поволжье

ния, историки на основе изучения сведений о его жизни предположили, что речь шла о Поволжском регионе.

В 1760 г. в Оренбургское горное управление поступило «доношение» от уфимского купца Ивана Сенеева о найденных им асфальтовых залежах в Уфимском уезде, в районе реки Инзер. В июне 1764 г. направленный в ту местность унтер-шихтмейстер Пётр Метенев установил: «На берегу Инзера, в Красном Яру, в осыпи тот обыкновенный вар находится». В 1767 г. маркшейдерский ученик Иван Михайлов, который был командирован в район р. Инзер, составил карту местности с указанием основных месторождений асфальта. Впрочем, теми сведениями российские предприниматели воспользовались только через сто лет.

Описание асфальтовых месторождений в ряде российских регионов было дано в трудах участников экспедиций Петербургской академии наук в период 1768–1774 гг., которые возглавляли ака-

демики Пётр Паллас (1741–1811) и Иван Лепёхин (1740–1802). А в 1822 г. экспедиция под руководством лейтенанта флота П. Ф. Анжу обнаружила месторождение асфальта в Восточной Сибири, в районе реки Харгусонки. Её участник Алексей Фигурин (1793–1851) писал в очерке «Замечания медико-хирурга Фигурина о разных предметах естественной истории и физики, учинённые в Устьянске и окрестностях онога в 1822 г.», опубликованном в журнале «Сибирский Вестник»: «Горная смола, или битум-асфальтум, находится на реке Харгусонке, впадающей в реку Оленек, и, в летнее время от солнечного зноя в разных местах расплавляясь, спускается с утёса в сию реку». Но и эти сведения в то время остались без какого-либо внимания деловых людей.

И только во второй четверти XIX века, на фоне увеличения в России объёмов дорожного строительства, появился интерес к применению асфальта. В Санкт-Петербурге, в специализированном учебном заведении – Институте Корпуса инженеров путей сообщения, – стали готовить специалистов дорожного дела, внимательно изучая зарубежный опыт.

В 1838 г. подполковник Михаил Волков после посещения Парижа поместил подробный отчёт о своей командировке в «Журнале путей сообщения» под названием «О приготовлении и употреблении асфальта». После этого генерал-губернатор Санкт-Петербурга Пётр Эссен (1772–1844) принял решение о проведении «опыта по асфальтированию тротуара». Для этого был выбран участок земли, проходивший вдоль строительной площадки Исаакиевского собора. Под руководством специалистов Корпуса инженеров путей сообщения 6 июля 1838 г. в расплавленную асфальтовую массу, привезённую из Франции, рабочие засыпали измельчённые куски гранита, после чего она была вылита на заранее подго-



На укладке асфальтовой мостовой в Санкт-Петербурге (первая половина XIX в.)

товленную утрамбованную поверхность, которую затем ещё раз посыпали щебнем и разровняли. Наблюдение в течение последующих месяцев за состоянием покрытия убедило в необходимости продолжения опытов по асфальтированию тротуаров.

Летом 1839 г. таким же способом были покрыты тротуар шириной 5 футов на протяжении 45,5 погонной сажени, а также отрезок мостовой у дамбы Тучкова моста шириной 6,5 фута и длиной 8,5 пог. сажени. После чего в журнале «Инженерные записки» была помещена обширная статья «Об употреблении земной смолы на мощение улиц и о сельском асфальте». В ней достаточно убедительно показаны преимущества асфальтового покрытия и приведены основные сведения по технологии работ. Тем самым был дан старт новому этапу благоустройства дорожной сети российской столицы. Всё же следует отметить, что этот процесс весьма сдерживала дороговизна сырья, привозимого из Франции.

В то же время в России началось использование асфальта и в качестве на-

дёжного связывающего материала при проведении строительных работ. Так, в 1837 г. военное ведомство приняло решение о более широком применении природного асфальта при сооружении крепостей. В основу такого решения легла докладная записка министра финансов графа Егора Канкрин (1774–1845) «Об асфальте, требуемом для инженерных строений в Киеве, Севастополе, Кронштадте и Динабурге». В этих целях Корпус горных инженеров организовал специальную геологическую экспедицию.

В «Горном журнале» в 1837 г. опубликован «Отчёт штабс-капитана Гернгросса о поисках, произведённых по поручению горного начальства в Сибирской, Казанской и Оренбургской областях для открытия месторождений асфальта». В этой работе горный инженер Александр Гернгросс (1813–1904) подробно описал асфальтовые месторождения возле селения Костицы, вблизи города Тетюши, а также рядом с селом Печорским и деревней Троекуровка, недалеко от Сызрани. Однако по ряду причин в тот период вопрос о промышленной разработ-

ке Сызранских асфальтовых месторождений так и не нашёл своего положительного решения.

### АСФАЛЬТОВЫЙ ГАМБИТ КАРЛА БЮРНО

Первая попытка создания отечественного промышленного асфальтового производства относится к 1838 г. Она обязана двум незаурядным личностям – новороссийскому генерал-губернатору Михаилу Воронцову и инженер-полковнику Карлу Бюрно.

Граф Михаил Воронцов (1782–1856), один из героев Отечественной войны, в 1823 г. был назначен на пост генерал-губернатора Новороссии. Его деятельность по развитию промышленности и сельского хозяйства, благоустройству края получила высокую оценку у современников. Достаточно отметить, что до его приезда в Одессу там не было мощёных мостовых и тротуаров. С его именем связаны и создание первого отечественного парохозяйства на Чёрном море, и первые опыты городского уличного освещения светильным газом. Он настойчиво стремился оказывать поддержку всем разум-



Граф Михаил Воронцов (1782–1856 г.) дал «зелёный свет» асфальтовому производству в России

ным деяниям, направленным на благо Отечества.

Что касается Карла Бюрно (1796 г. – после 1858 г.), француза по национальности, то он поступил на службу в русскую армию в 1820 г. в чине подпоручика инженерных войск. За девять лет службы он принимал участие в русско-турецкой войне 1828–1829 гг., был награждён несколькими орденами, вырос в чинах до инженер-полковника. В 1835 г. по его проекту началось строительство укреплений Черноморской береговой линии на Кавказе. Во время этих работ он неоднократно посещал Керченский полуостров, где наблюдал поверхностные выходы нефти и природного асфальта.

Весной 1838 г. Карл Бюрно побывал в Париже, где имел возможность ознакомиться с применением асфальта в дорожном хозяйстве. Естественно, как руководитель строительства оборонительных сооружений, он хорошо знал высокую стоимость сейсельского асфальта, с чем примириться не мог. Его докладная записка с предложением создания отечественного асфальтового производства встретила полное понимание у генерал-губернатора Михаила Воронцова, который направил горного чиновника, унтер-шихтмейстера Кульшина для исследования керченских нефтяных и асфальтовых месторождений.

Результаты экспедиции оказались обнадеживающими, и в августе 1838 г. Карлу Бюрно было выделено 12 тыс. рублей ассигнациями для строительства асфальтового завода на участке земли

между селением Еникале и Еникальским маяком, недалеко от «источников нефти», с правами собственности на 12 лет.

В короткие сроки на этом предприятии была смонтирована кубовая установка периодического действия ёмкостью 50 вёдер. В результате переработки керченской нефти на ней получали в равных объёмах керосиновый дистиллят и густой остаток – «мальту». На территории завода также было сооружено устройство для перемалывания асфальтовой породы, так называемого жирняка, который просеивался и затем вместе с мальтой помещался в два чугунных котла ёмкостью по 60 вёдер каждый. Затем в разогретую асфальтовую мастику добавляли гравий. Полученный в результате процесса асфальтобетон разливали с помощью ручных ковшей в четырёхугольные чугунные формы, смазанные нефтью, и уже после остывания он извлекался для последующей отправки дорожным подрядчикам.

В 1839 г. под руководством Карла Бюрно асфальтировали ряд улиц и тротуаров Одессы и Керчи. Удачным решением стало применение асфальтобетонного покрытия для террас и площадок лестницы, ведущей на гору Митридат. Работы по дорожному благоустройству существенным образом повлияли на облик крупных городов Причерноморья и получили высокую оценку со стороны генерал-губернатора Михаила Воронцова и всего населения края.

В 1843 г. в связи с назначением на должность инспектора инженерных войск Кавказской армии инженер-полковник Бюрно передал асфальтовый завод в ведение Керченского градоначальства и покинул полуостров.

Основанный им завод успешно действовал в течение ещё 12 лет. Так, в 1854 г. на нём было произведено более 2 тыс. пудов асфальтобетонной плитки. Однако во время Крымской (Восточной) войны, в мае 1855 г., в результате артиллерийского обстрела с британских кораблей он был разрушен, а в последующие десятилетия уже не предпринималось каких-либо усилий для его восстановления.

### ШУГУРОВСКИЙ ПРОЕКТ ЛАСЛО ШАНДОРА

Новую попытку организовать асфальтовое производство в России предпринял гражданин США венгерского происхождения Ласло Шандор. В российском деловом сообществе он был известен как директор компании «Общество мине-

рального освещения», имевшей контракт на эксплуатацию сети уличных керосиновых фонарей в Санкт-Петербурге. После достижения желанного успеха в столице он решил заняться поисками нефти в Поволжье. Ранее Шандор имел возможность ознакомиться с отчётом профессора Горного института Павла Еремеева «О занятиях по разысканию месторождений нефти в Казанской, Симбирской и Самарской губерниях» (1867) и статьёй горного инженера Геннадия Романовского «О самарских нефтяных источниках, каменноугольной почве Стерлитамакского уезда и о некоторых новых открытиях в северо-восточной части Оренбургского края» (1868).

В начале 1870-х Ласло Шандор начал поиск месторождений нефти, остановившись на районе между селениями Шугурово, Сарабикулово и Сюкеево. В 1876 г. в заметке «Труды Вольного экономического общества» было отмечено: *«Американский гражданин Шандор, производящий в Бугульминском уезде Самарской губернии розыски нефтяных источников, открыл близ деревни Сарабикулово, на левом берегу реки Шешмы, залежи земли, насыщенной нефтью и представляющей собой вещество, похожее на каменный уголь... До настоящего времени уже добыто такой земли до 30 пудов...»*

Не прекращая разведочных работ на нефть, Ласло Шандор в конце 1870 годов построил полукустарный битумный завод, располагавшийся у подножия горы Шандор-тау, недалеко от деревни Шугурово. Здесь были пробиты штольни, где рабочие в тяжёлых условиях добывали киркой и кайлом битуминозный песчаник. Затем его по дощатой дорожке на ручных тачках вывозили к устью шахты и здесь размельчали с помощью тяжёлых кувалд. Позднее появилась дробилка с конным приводом. Измельчённая порода на лошадях отвозилась на берег реки Шешмы, где под навесом были установлены котлы для выварки гудрона. Все операции производились вручную. Как правило, при температуре 30–40 °С битум отделился, а песок оседал на дно котла. Затем жидкий битум черпаками заливался в бочки. Потом производилась очистка ещё не остывшей внутренней части котлов от осевшего песка с использованием деревянных колодок, после чего процесс производства гудрона повторялся снова. А товарный продукт по реке отправлялся в Сызрань и Самару для продажи предпринимателям, занимающимся устройством асфальтового дорожного покрытия.

Вплоть до 1887 г. Ласло Шандор вёл бурение на нефть в облюбованном им районе, но до нефтеносного слоя так и не дошёл. Затем у него появились серьёзные финансовые затруднения, и вскоре кредиторы одновременно предъявили ему иски, что привело к быстрому краху всего приволжского предприятия.

**ПЕРВЫЕ АКЦИОНЕРНЫЕ КОМПАНИИ**

Осенью 1873 г. на имя профессора химии Санкт-Петербургского технологического института Фёдора Бейльштейна (1838–1906) поступила посылка от владельца Самайкинской суконной фабрики Дмитрия Воейкова (1843–1896) и магистра зоологии Модеста Богданова (1841–1888) с образцами битуминозной породы, обнаруженной в окрестностях Сызрани. В приложенном письме излагалась просьба: дать научное заключение о возможности использования найденного минерального вещества для производства асфальта.



Технолог Александр Летний (1848–1883 гг.) спроектировал один из первых асфальтовых заводов в Поволжье

Решение данного вопроса профессор Бейльштейн передал своему ассистенту, технологю 1-го разряда Александру Летнему (1848–1883). И тот с большим энтузиазмом взялся за предложенную работу. В мае 1874 г. он выехал в Сызранский уезд Симбирской губернии для проведения более детальных исследований битуминозных месторождений. В результате 9 ноября 1874 г. в Санкт-Петербурге на заседании Русского технического общества Александр Летний сделал доклад «О месторождении смолистого известняка (асфальта) в Симбирской гу-



На асфальтовых плитках XIX в. неизменно указывалось название предприятия асфальтового производства

бернии Сызранского уезда». В нём он убедительно обосновал возможность создания промышленного асфальтового производства на основе богатых запасов битуминозного вещества.

Уже на следующий год по его проекту и на средства братьев Воейковых вблизи села Батраки был построен асфальтовый завод. Технология производства оказалась вовсе не сложной и включала в себя вытапливание в котлах смолистого известняка в кипящей воде, заливку горячей асфальтовой мастики в чугунные формы для последующего охлаждения и получение готовой продукции плиточной формы. Спрос на неё с каждым годом возрастал, что закономерно подвигло братьев Воейковых к созданию на базе семейного предприятия акционерной компании в виде паевого товарищества.

28 марта 1880 г. был «высочайше» утверждён устав «Товарищества Сызранского асфальтового завода» – первой российской акционерной компании в данном секторе нефтяной промышленности. Уставной капитал товарищества составлял 600 тыс. рублей и был разделён на 600 именных акций номиналом по 1 тыс. рублей. Основными учредителями компании стали братья Воейковы. Её правление располагалось в Сызрани. Должность директора-распорядителя занял Дмитрий Воейков, в состав правления вошёл его старший брат Александр Воейков (1842–1916) – в то время приват-доцент Санкт-Петербургского университета. Кстати, впоследствии он стал известным учёным, членом-корреспондентом Российской академии наук и основателем русской научной школы климатологии.

24 августа 1882 г. Александр Воейков выступил на съезде Русского технического общества в Москве с докладом «О до-

бывании и обработке природного асфальта в России и нуждах асфальтовой промышленности». Он со всей остротой поставил вопрос о необходимости коренного изменения позиции российского правительства с целью содействия ускоренному развитию этой отрасли. Его конструктивные предложения нашли отражение в резолюции съезда, которая была доведена до сведения правительства.

В последующие годы «Товарищество Сызранского асфальтового завода» неуклонно наращивало свой производственный потенциал и повышало качество продукции. Так, в 1891 г. на заводе было изготовлено более 560 тыс. пудов «асфальтовой мастики». На Всероссийской промышленной и художественной выставке в Нижнем Новгороде в 1896 г. компания была удостоена золотой медали за «установление правильных способов разработки асфальтовых залежей и природного гудрона, за приготовление из природных материалов прекрасного качества асфальтовой мастики и гудрона».

В конце 1896 г. ушёл из жизни директор-распорядитель «Товарищества...» инженер Дмитрий Воейков и руководство компанией перешло к его вдове Ольге Воейковой (1858–1936). В начале XX века в состав правления предприятия кроме неё входили сызранские купцы



Акция «Общества Сызранско-Печерской асфальтовой и горной промышленности»

Николай Топорнин и Иван Пережогин. Компания имела представительство в Москве, располагавшееся в доме № 21 по ул. Мясницкая. В Первопрестольной основными потребителями сызранского асфальта были «Московская асфальтовая компания «А. В. Савинский и К<sup>о</sup>» и «Московская компания железобетонных и асфальтовых сооружений».

Вторым значимым игроком на российском асфальтовом рынке в начале 1880 годов стало «Общество Сызранско-Печерской асфальтовой и горной промышленности». Устав компании «высочайше» утверждён 30 июля 1882 г., основной капитал составлял 400 тыс. рублей. Было выпущено 800 акций на предъявителя номиналом 500 рублей. Число акционеров – 23 человека. Правление располагалось в Санкт-Петербурге, на Васильевском острове, в д. № 5 по Николаевской набережной. В числе учредителей компании – граф Николай Ростовцев (1831–1897), потомственный почётный гражданин Мориц Фальке и сызранский временный купец 2-й гильдии Давид Крейцер.

На первом этапе ведущая роль принадлежала графу Ростовцеву, и во многом благодаря его организаторским и деловым качествам происходило устойчивое развитие предприятия. Однако в 1891 г. указом императора Александра III он был назначен губернатором Самаркандской области и таким образом отошёл от непосредственного управления делами компании. На общем собрании акционеров председателем правления избрали Давида Крейцера, а должности директоров занимали действительный статский советник Аркадий Дрей, издатель газеты «Биржевые ведомости» Станислав Проппер (1853–1931) и купец 1-й гильдии, потомственный почётный гражданин Павел Сазонов.

Первоначально добыча «асфальтового камня» велась возле села Печерского Сызранского уезда Симбирской губернии. Директором завода являлся Яков Любимов, а заведующим технической частью – кандидат естественных наук Генрих Крейцер. Номенклатура продукции включала: асфальтовую мастику, гудрон, асфальтовый лак, асфальтовый камень. Технологический процесс обеспечивали два паровых двигателя общей мощностью 75 л. с. На заводе трудилось 500 рабочих, в стоимостном выражении объём выпускаемой продукции превышал 150 тыс. рублей.

На Всероссийской промышленной и художественной выставке в Нижнем Новгороде в 1896 г. «Общество Сызранско-Печерской асфальтовой и горной промышлен-



Рекламное объявление асфальтового завода купца Ю. П. Бадаева

ности» было удостоено золотой медали за «*прочно установившееся приготовление прекрасного качества асфальтовой мастики и природного гудрона, за отличные качества асфальта и изделий из него: труб, погребов и асфальтового порошка*».

Эта компания имела 11 представительств в крупных городах, в том числе в Москве, Харькове, Нижнем Новгороде, Батуми, Иркутске. Основным потребителем её продукции в Санкт-Петербурге являлось «Товарищество для производства асфальтовых работ в России», во главе правления которого находился Вильгельм Фохтс.

Следует отметить, что в Поволжье наряду с двумя упомянутыми компаниями действовал ещё целый ряд подобных предприятий. Среди них наиболее значимые по объёму производства были – Сызранский горно-асфальтовый паровой завод Ю. П. Бабаева, Печерский асфальтовый завод И. И. Иванова, асфальтовый завод «Торгового дома Д. Е. и М. Д. Чельшевых», Сюкеевский асфальтовый завод Г. Брауна.

### ПРЕДВЕСТИЕ НЕФТЯНОГО ГУДРОНА

В 1880 годы ускоренное развитие нефтеперерабатывающего сектора, ориентированного в основном на производство керосина, привело к появлению значимых объёмов «нефтяных остатков». Их дальнейшая переработка на смазочные

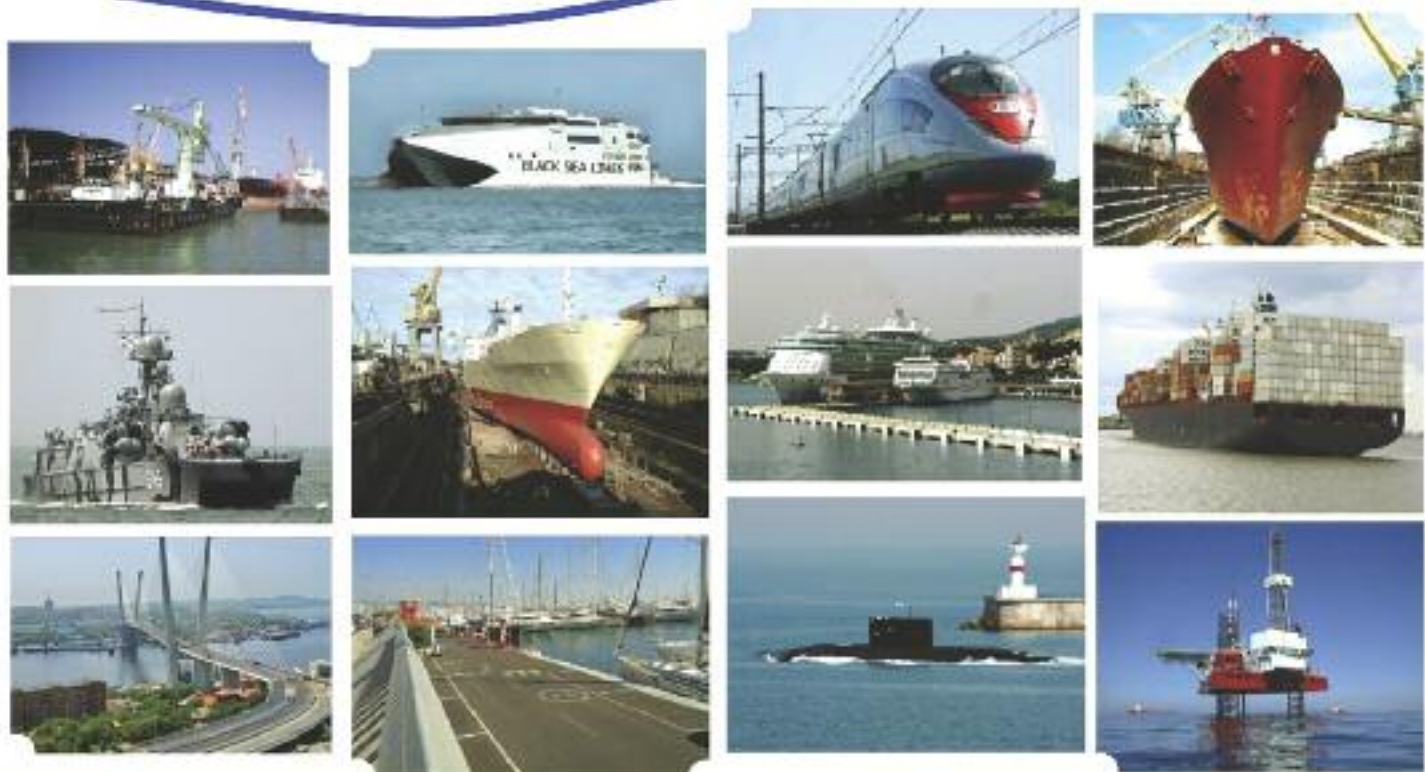
масла обусловила появление на асфальтовом рынке нового продукта – «нефтяного гудрона». По понятным причинам его избыток наблюдался в Баку и Грозном, которые были в то время основными нефтедобывающими центрами страны. Что касается европейской части России, то главные производители «нефтяного гудрона» – Константиновский завод «Товарищества производства минеральных масел «В. И. Рагозин и К<sup>о</sup>» (Ярославская губерния), Варинские химические заводы И. Н. Тер-Акопова (Нижегородская губерния), «Акционерное общество нефтеперегонных заводов «В. Ропс и К<sup>о</sup>» (Санкт-Петербург), «Товарищество Русско-Американского нефтяного производства» (Москва).

Асфальтовую плитку, изготовленную на основе «нефтяного гудрона», российским потребителям предлагали следующие предприятия: завод «Нептун» (Астрахань), Харьковское асфальто-толевое производство «Кольберг и К<sup>о</sup>» (Харьков), Асфальто-толевая фабрика наследников В. В. Грюцмаера (Одесса), фабрика «Асфальт» (Варшава) и ряд других.

А в последнее десятилетие XIX века попытку войти в этот сектор российской нефтяной промышленности предпринял и британский капитал. 10 октября 1890 г. в Лондоне была учреждена компания The Newchatel Asphalts Co. Ltd. с уставным капиталом 419 тыс. 880 ф. ст. Через два года, 25 декабря 1892 г., она получила правительственное разрешение на работу на территории Российской империи. Наконец, 14 марта 1894 г. открылась её контора в Санкт-Петербурге, в доме № 5 по ул. Б. Конюшенная. Возглавлял представительство британский подданный Джон Лоут. Однако в архивных документах так и не удалось найти каких-либо сведений о практической стороне деятельности этой фирмы.

К концу 1930 годов в связи с началом разработки нефтяных месторождений в Поволжье добыча «асфальтового камня» и технология выварки «асфальтовой мастики» постепенно ушли в прошлое. Их место занял нефтебитум, один из конечных продуктов в процессе заводской переработки нефти. Однако мы всё же должны воздать должное первопроходцам отрасли. Ведь именно благодаря их творческой инициативе и энергии были заложены основы для создания и развития российского асфальтобетонного производства, обеспечивавшего потребности народного хозяйства в качественном дорожном покрытии. ■

# 2015 МОРСКОЙ БИЗНЕС РОССИИ



## МЕЖДУНАРОДНЫЙ МОРСКОЙ ФОРУМ и ВЫСТАВКА СИ МБФ 2015

09-12 ИЮНЯ 2015 г.  
г. СЕВАСТОПОЛЬ

т. +7(978) 811-72-95  
ф. +7(8692) 65-33-67



Генеральный Медиапартнер

Транспорт России

Медиапартнеры



Партнер



РЕКЛАМА



20-23 МАЯ



НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

## ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXIII международная выставка



УФА-2015

РЕКЛАМА



(347) 253 11 01, 253 24 03  
e-mail: gasoil@bvkepo.ru

[www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

Место проведения: **ВДНХ ЭКСПО** ул. Менделеева, 158