

ТЕМА НОМЕРА:

ПИЛОТНЫЙ НОМЕР **#4** (ЯНВАРЬ 2015 ГОДА)

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

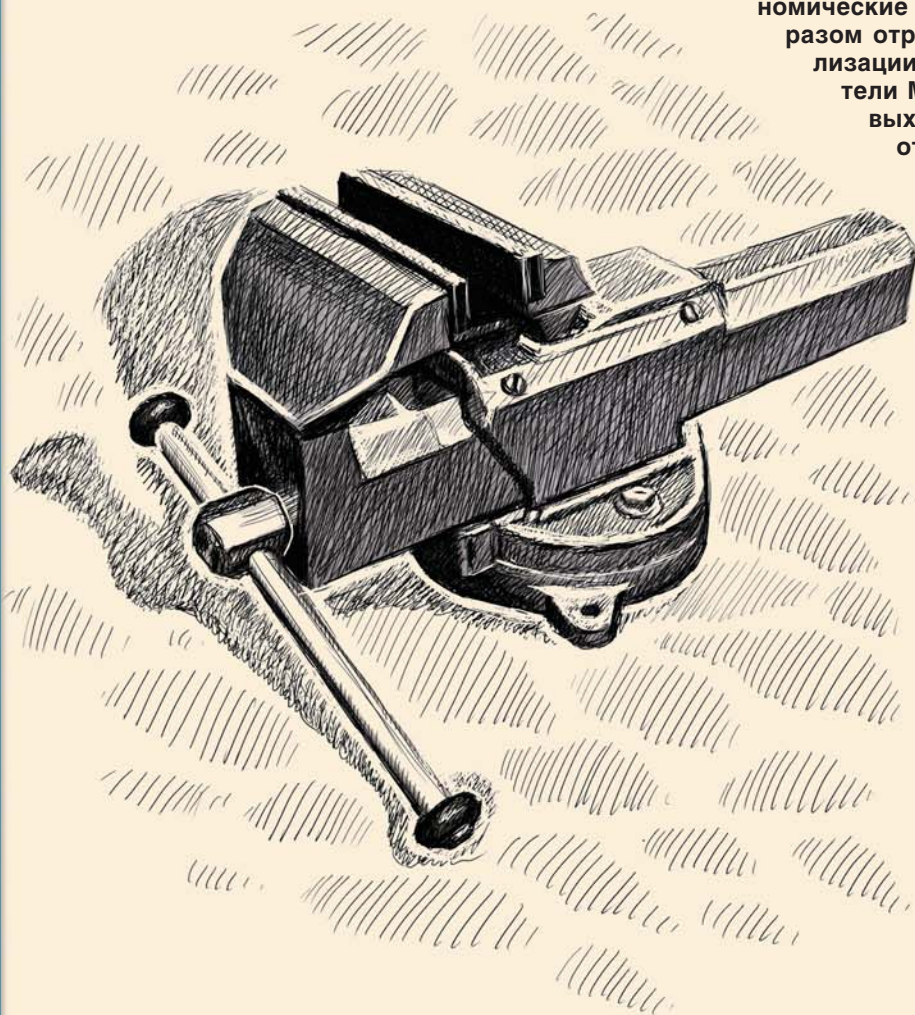
МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ
В ТИСКАХ САНКЦИЙ
И НАЛОГОВОГО МАНЕВРА

Модернизация нефтеперерабатывающих производств в последние годы стала одной из самых масштабных программ российского ТЭК, практически не уступающей по своей амбициозности и размерам инвестиций освоению шельфа или созданию новой системы экспортных газопроводов. И, пожалуй, это одна из наиболее успешно реализуемых программ. Благодаря мощному административному давлению практически все ВИНК начали интенсивное техническое перевооружение своих НПЗ.

Но изменяющиеся геополитические и внутриэкономические условия могут самым серьезным образом отразиться на дальнейших темпах реализации данной программы. Хотя представители Минэнерго утверждают, что ввод новых мощностей в строй практически не отстает от графика, уже заметны некоторые отступления от первоначальных планов, намечавшихся в 2011–2012 годах.

Обострение конкуренции между экспортерами нефтепродуктов в Европу может существенно ослабить позиции России на этом рынке. А возможности повышения конкурентоспособности отечественного топлива за счет снижения таможенных пошлин уже исчерпаны. К тому же последствия налогового маневра грозят сделать нерентабельным целый ряд отечественных НПЗ.

Дополнительным ударом по отрасли стали западные санкции. Практически все проекты модернизации осуществляются по зарубежным технологиям и с использованием иностранного оборудования. Возможности импортозамещения по целому ряду направлений имеются, но их использованию препятствует сама схема реализации проектов. Сочетание всех этих негативных факторов способно поставить под угрозу выполнение планов развития отрасли на долгосрочный период.





**Модернизация НПЗ:
в тисках санкций
и налогового маневра** 1

**Недостающее звено
с IRR 18,94%** 9

Интервью
с МИХАИЛОМ СОЧЕНКО,
генеральным директором
ЗАО «Парк индустриальных
технологий», к.т.н

**Итоги VIII Китайско-
Российского симпозиума
по промышленной геофизике** 15

ВЛАДИМИР ЛАПТЕВ,
первый вице-президент ЕАГО

**Рынок КПП:
я тебя породил, я тебя и...** 17

**Угольный метан —
заготовка на будущее** 23

**Импортозамещение на шельфе:
виньетка ложной сути?** 27

**Рынок и санкции дают
России шанс...
Взгляд оптимиста** 34

**Успешный бизнес?
С современными
IT-технологиями!** 39

Интервью
с АЗАТОМ НИЗАМОВЫМ,
заместителем директора SAP СНГ

По данным Росстата, с 2006 по 2012 год мощность отечественных НПЗ увеличилась с 259,3 до 293,6 млн тонн, или на 13,2%. Наиболее существенная часть активов сосредоточена на территории Приволжского ФО (41,3% совокупного объема).

С 2010 по 2013 год переработка в стране выросла с 249,3 до 278,2 млн тонн, или на 11,6% (см. «Первичная переработка...»).

Наилучшую динамику в абсолютных цифрах опять-таки продемонстрировал ПФО (+9,4 млн тонн, или +9,3%), а в относительных показателях — Уральский ФО (+6,9 млн тонн, или +90,4%). Наибольшая доля переработки сырья (39,4%) приходится на ПФО.

Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ в 2013 году составила 71,4%, что на 0,2% ниже уровня предыдущего года и на 0,7% меньше исторического максимума, зафиксированного в 2008 году.

Масштабы нефтепереработки в России после 2015 года будут сокращаться, и только после 2020 года ожидается их постепенное восстановление

Обнародованный в нынешнем году обновленный вариант Прогноза развития энергетики мира и России до 2040 года, подготовленный ИНЭИ РАН и Аналитическим центром при Правительстве РФ, рассматривает два сценария динамики отечественной переработки. Первый, базовый, предполагает сохранение проявляющихся ныне тенденций развития глобальной энергетики. Второй, «Другая Азия», допускает ее крен в сторону более широкого использования угля (особенно в азиатских странах).

Согласно базовому сценарию, масштабы нефтепереработки в России после 2015 года будут сокращаться. И только после 2020 года ожидается их постепенное восстановление — до 280 млн тонн к 2040 году (см. «Прогноз переработки...»). А сценарий «Другая Азия» предусматривает даже еще более интенсивный рост выпуска нефтепродуктов после 2030 года (см. «Динамика переработки нефти...»).

Модернизация НПЗ началась на фоне сочетания благоприятных внешних и внутренних условий, сейчас они практически сведены к нулю

При этом будет расширяться производство моторных топлив и сырья для нефтехимии. Глубина переработки возрастет с 71,1% в 2010 году до 85% в 2040 году, а выход светлых нефтепродуктов — с 55% до 73%, соответственно.

В исследовании отмечается, что отечественной нефтепереработке при современной структуре процессов и в нынешнем составе НПЗ для удовлетворения потребности страны в моторных топливах

Внешняя экспансия российских ВИНК с покупкой иностранных НПЗ сменилась ставкой на модернизацию мощностей внутри страны

и нефтепродуктах потребуются модернизация и расширение мощностей — как по первичной переработке, так и по углубляющим процессам (см. «Прогноз ввода новых мощностей...»). Но есть ли реальные возможности осуществить такой рывок?

Переработка «остается» в России

В соответствии с инвестиционными планами российских компаний, в 2011–2020 годах в эксплуатацию должно быть пущено

126 установок по первичной и глубокой переработке сырья (см. «Перечень...»). Несомненно, масштаб этих планов потрясает. Но задумывались они в период, когда перед отечественной нефтепереработкой открывались широкие перспективы. Во-первых, мировые цены на нефть, а вслед за ними и на нефтепродукты, устойчиво росли, что позволяло вкладывать значительные инвестиции в сектор downstream.

Во-вторых, в результате введения системы таможенных пошлин «60-66-90» повысилась привлекательность экспорта нефтепродуктов, в первую очередь, дизельного топлива, что также стало значительным стимулом для сооружения новых мощностей. В-третьих, на фоне общего кризиса европейской нефтепереработки и закрытия ряда НПЗ в Старом Свете появилась возможность расширить рыночную нишу российских производителей легкой горючего. А уже упомянутое наличие прочной финансовой базы позволяло привлекать зарубежные технологии и оборудование.

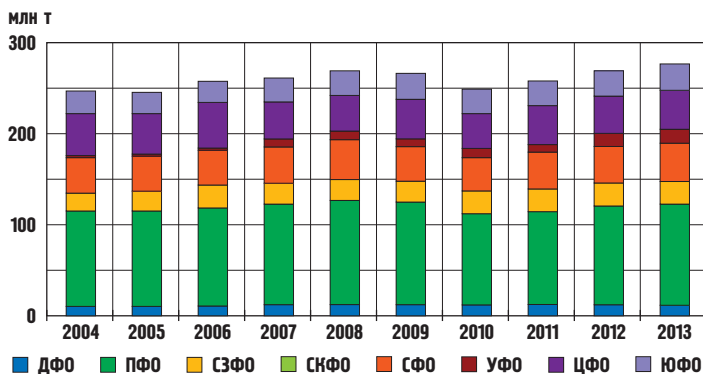
Наконец, значительную роль сыграла и позиция государства. Именно в период президентства Д.Медведева, в 2008–2012 годах, особо популярными стали рассуждения о необходимости выбора «инновационного пути» развития экономики и стремительного увеличения производства продукции высоких переделов. Применительно к НГК эта идея логично трансформировалась в призывы не гнать за рубеж сырье, а подвергать его глубокой переработке на территории страны. Мысль — безупречная с точки зрения идеологии, но требующая ряда оговорок с экономической и технологической точек зрения.

Конечно, сооружение перерабатывающих мощностей на территории страны означает создание новых рабочих мест, увеличение объема налоговых поступлений в региональные бюджеты (в то время как пошлины от экспорта сырой нефти полностью уходят в федеральную казну), развитие ряда смежных отраслей. Но закономерно возникает вопрос об экономической рентабельности соответствующих проектов.

Главная тенденция мировой нефтепереработки в последние десятилетия заключается в переносе производственных мощностей ближе к центрам потребления. И она особенно обострилась в последние годы, что и привело к кризису в европейской нефтепереработке. Мощные комплексы строятся во многих развивающихся странах, которые раньше были крупными импортерами нефтепродуктов, в первую очередь, в государствах АТР во главе с Китаем.

Учитывая данную тенденцию, российские компании в 1990–2000-х годах пытались перенести свое производство поближе к источникам спроса. Ряд компаний, и в первую очередь ЛУКОЙЛ, приобрели НПЗ в Восточной и Южной Европе. Начались попытки выхода и в Западную Европу. В частности, «Роснефть» купила доли в четырех НПЗ в Германии, а тот же ЛУКОЙЛ — 45% акций ГПЗ TRN в Нидерландах. Озвучивались планы по продолжению данной экспансии.

ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В РОССИИ



Но поворот в государственной политике заставил компании сместить акценты. Уже с начала 2010-х годов основная ставка была сделана на расширение и модернизацию отечественных

В мире переработка приближается к центрам потребления, Россия попыталась идти против данной тенденции, увеличивая экспорт нефтепродуктов

НПЗ и, как следствие, на экспорт готовых нефтепродуктов, а не сырой нефти для загрузки собственных перерабатывающих активов за рубежом. Тенденция увеличения поставок за границу топлива на фоне сокращения экспорта нефти ярко проявилась в последние годы (см. «Динамика экспорта нефти» и «Динамика экспорта нефтепродуктов»).

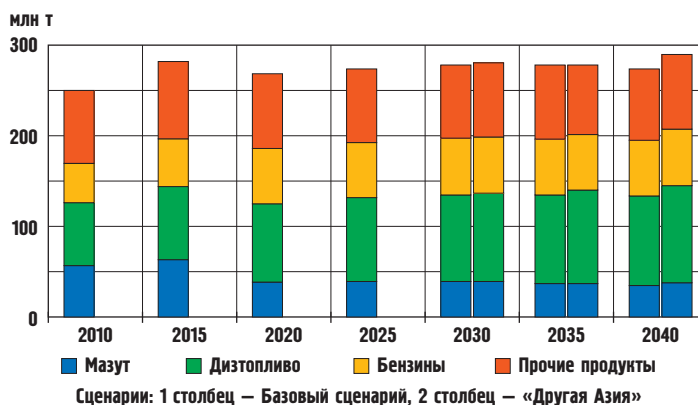
ПРОГНОЗ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ПО ФО



Насколько выгодным для ВИНК оказался по-добный разворот? Благодаря упомянутому изменению системы экспортных пошлин отказ от дальнейшего расширения зарубежного сектора downstream стал вполне оправданным. Но жизнеспособна ли такая тактика в долгосрочном периоде? Ведь маржа европейской переработки продолжает снижаться, уходя порой в зону отрицательных величин. А значит, ужесточается ценовая конкуренция. Кроме того, на европейский рынок готовы выйти новые производители нефтепродуктов. В частности, это страны Ближнего Востока, которые реализуют ряд проектов по сооружению гигантских перерабатывающих комплексов. Да и США в результате сланцевой революции обещают заполнить рынок Европы не только своим СПГ, но и относительно дешевыми нефтепродуктами.

Именно этим в упомянутом Прогнозе '2040 и объясняется падение объемов нефтепереработки в РФ в 2015–2020 годах. «Снижение загрузки будет связано, в первую очередь, с перенасыщением нефтепродуктами рынка Европы: при падающем спросе на нефтепродукты в 2015–2020 годах за европейских потребителей будут конкурировать российские, ближневосточные, азиатские и собственные европейские поставщики продуктов переработки, при этом сохраняются и

ДИНАМИКА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ПРОИЗВОДСТВА ОСНОВНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ДВУХ СЦЕНАРИЯХ



Источник: ИНЭИ РАН

поставки дизельного топлива из США», — говорится в документе.

Какие у России есть варианты повышения своей конкурентоспособности? Видимо, лишь очередные манипуляции с таможенными пошлинами.

ПРОГНОЗ ВВОДА НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ В РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Наименование процессов	Назначение процессов	Мощности '2010, млн тонн/год	Мощности '2040, млн тонн/год
Первичная переработка	Атмосферная и вакуумная дистилляция	305	326
Каталитический крекинг	Углубление переработки, вовлечение в переработку вакуумных дистиллятов, получение высокооктановых бензинов, сырья для установки гидроочистки дизельного топлива и ценного н/х сырья (непредельные УВ-газы)	22	34
Каталитический риформинг	Производство высокооктанового компонента бензина (риформат) из низкооктановой прямогонной бензиновой фракции, а также индивидуальных ароматических соединений (бензол, толуол, ксилолы)	31	38
Гидроочистка дизельного топлива	Повышение эксплуатационных характеристик прямогонной и вторичных дизельных фракций до европейских стандартов	55	100
Гидроочистка бензина каталитического крекинга	Повышение эксплуатационных характеристик высокооктанового бензина каталитического крекинга	1	10
Гидрокрекинг	Вовлечение в переработку вакуумных дистиллятов и остатков с получением высококачественных моторных топлив и полупродуктов	8	49
Производство МТБЭ	Производство эффективной оксигенатной октаноповышающей присадки из газов каталитического крекинга и их производных (изобутилен, метанол)	0,2	0,7
Изомеризация	Производство высокооктанового компонента бензина (изомеризата) из легких прямогонных фракций нефти (нафта) и заводских бензиновых отгонов	6	13
Алкилирование	Производство высокооктанового компонента бензина (алкилат) из газов деструктивных процессов (ББФ, изобутан)	1	3
Коксование	Производство из гудрона чистого твердого углерода (кокса), применяемого в металлургии, высокотехнологичной промышленности и в качестве топлива. В качестве побочных продуктов дает большой выход жидких углеводородов.	8	28

В ЗОНЕ РИСКА

Темпы модернизации НПЗ, несмотря на оптимистичные уверения Минэнерго, все же отстают от ранее намеченных. Из 126 установок к январю 2014 года было завершено строительство только 25, то есть менее одной пятой общего количества. Сооружение ряда объектов постоянно откладывалось. В 2012 году представители министерства заявляли, что на 2013 год запланирована сдача 20 установок (16 новых и 4 после реконструкции), но в реальности было сдано только 9 (см. «Установки по переработке нефти, пущенные в эксплуатацию в 2011–2013 годах»).

А в нынешнем году в строй должно было вступить 25 установок (23 новых и 2 после реконструкции). Но в октябре директор Департамента переработки нефти и газа Минэнерго России Ю.Злотников сообщил, что в общей сложности отечественная переработка должна прирасти в нынешнем году всего 8 установками. Аналогичные данные приводит и агентство Platts (см. «Модернизация российских НПЗ»).

Видимо, отставание от первоначальных планов сохранится и в последующие годы. Так, в 2012 году намечалось, что в 2015 году в строй вступит 21 установка (17 новых и 4 — реконструкция), в 2016–2020 годах — 36 новых. По данным Ю.Злотникова, в следующем году должно быть введено в эксплуатацию 19 новых установок и реконструировано 8 действующих. Platts же прогнозирует, что в следующем году будет сдано 6 объектов, а в 2016–2020 годах — 35.

Впрочем, выполнение планов на 2015 год под большим вопросом. Представители Минэнерго признают, что в зону риска попадают установки изомеризации на Рязанском НПЗ и «Газпром нефтехим Салават». Также определенные опасения вызывают сроки запуска установки каталитического крекинга на Омском НПЗ. К тому же инвестиции в нефтепереработку заметно сократятся — если в нынешнем году они составят 299 млрд рублей, то на следующий год намечены в 125 млрд. А финансово-экономический кризис в стране и последствия налогового маневра могут значительно уменьшить данную сумму.

По оценкам экспертов, в результате налоговых новшеств в следующем году могут оказаться нерентабельными четыре завода «Роснефти» — Комсомольский, Рязанский, Саратовский и Ачинский (последний сейчас остановлен из-за пожара, его частичный ввод в эксплуатацию намечен до конца года), а также Киришский НПЗ «Сургутнефтегаза» и Орский завод «РуссНефти». В результате «Роснефть», по неофициальным данным, уже рассматривает возможность продажи самого нерентабельного из своих активов — Саратовского НПЗ. Что уж в таких условиях говорить о наращивании темпов модернизации...

МОДЕРНИЗАЦИЯ РОССИЙСКИЙ НПЗ, ПРОГНОЗ PLATTS

Год	НПЗ	Владелец / Установки	Итого установок	Пророст мощностей по бензину, млн тонн	Прирост мощностей по дизтопливу, млн тонн
2014	Московский	Газпром нефть / изомеризация, гидроочистка бензина	8	0,6	5,3
	Хабаровский	Alliance Oil/ Г гидрокрекинг, гидроочистка дизтоплива			
	Киришский	Сургутнефтегаз / гидрокрекинг			
	ТАНЕКО	Татнефть / гидрокрекинг			
	Туапсинский	Роснефть / первичная переработка			
	Газпром Салават	Газпром / первичная переработка			
2015	Новокуйбышевский	Роснефть / изомеризация	6	1,2	0,9
	Куйбышевский	Роснефть / изомеризация			
	Волгоградский	ЛУКОЙЛ / первичная переработка			
	Уфимский	Башнефть / первичная переработка, каталитический крекинг			
	Газпром Салават	Газпром / изомеризация			
2016	Куйбышевский	Роснефть / алкилирование, каткрекинг, МТБЭ	16	3,2	2,9
	Комсомольский	Роснефть / гидрокрекинг			
	Сызранский	Роснефть / каткрекинг, МТБЭ			
	Ангарский	Роснефть / алкилирование, каткрекинг, МТБЭ			
	Рязанский	Роснефть / изомеризация			
	Волгоградский	ЛУКОЙЛ / первичная переработка			
	Пермский	ЛУКОЙЛ / коксование			
	Нижегородский	ЛУКОЙЛ / изомеризация, каткрекинг, алкилирование			
Газпром Салават»	Газпром / каткрекинг				
2017	Сызранский	Роснефть / алкилирование	4	0,2	3,8
	Новокуйбышевский	Роснефть / гидрокрекинг			
	Ачинский	Роснефть / гидрокрекинг			
	Волгоградский	ЛУКОЙЛ / гидрокрекинг			
2018	Туапсинский	Роснефть / гидрокрекинг, изомеризация, риформинг	12	6	2,6
	Рязанский	Роснефть / каткрекинг, гидроочистка бензина			
	Волгоградский	ЛУКОЙЛ / каткрекинг, алкилирование, МТБЭ			
	Киришский	Сургутнефтегаз / изомеризация, риформинг			
	ТАНЕКО	Татнефть / риформинг, изомеризация			
2019	Нижегородский	ЛУКОЙЛ / гидрокрекинг	1	1,1	4,6
	Рязанский	Роснефть / гидрокрекинг, каткрекинг	2		
Итого			49	12,3	20,1

ПЕРЕЧЕНЬ ТИПОВ УСТАНОВОК, НАМЕЧЕННЫХ К ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2011–2020 ГГ.

Типы установок	Количество
Неглубокая переработка	
Каталитический риформинг	18
Изомеризация	17
Алкилирование	9
Производство метил-трет-бутилового эфира	8
Гидроочистка бензиновой фракции	8
Гидроочистка дизельного топлива	35
Итого	95
Глубокая переработка	
Каталитический крекинг	11
Гидрокрекинг	20
Итого	31
Всего	126

Как известно, предстоящий налоговый маневр предусматривает очередное их снижение — в 1,7–5 раз в течение трех лет. Это подается как способ оптимизации налогообложения чисто по внутренним причинам.

Но не стоит ли за этим также и боязнь потерять европейские рынки нефтепродуктов? В этом случае «платой за страх» станет частичный перенос налоговой нагрузки на внутренних потребителей. В условиях и без того непростой экономической ситуации в стране сохранение Россией своей ниши на европейском топливном рынке может дорого обойтись ее населению...

Теоретически можно было избрать другой путь — воспользоваться моментом и укрепить свои позиции на европейском рынке, скупив стремительно дешевеющие перерабатывающие активы. Наличие собственных источников сырья вкупе с созданием относительно дешевых маршрутов его доставки в Европу (через построенные и модернизированные в последние годы морские порты) могло бы дать существенное конкурентное преимущество тем европейским НПЗ, которые перешли бы под контроль российских ВИНК.

Разумеется, в настоящее время такой маневр представляется маловероятным. Прежде всего, по политическим мотивам. На фоне обострения отношений между Москвой и Брюсселем приходится думать не о расширении присутствия в европейском секторе downstream, а о том, как хотя бы сохранить «кровно нажитое». Так, в октябре нынешнего года власти Румынии остановили работу НПЗ в г. Плоешти, принадлежащего ЛУКОЙЛу. А президент страны пригрозил национализацией актива.

Борьба за европейский топливный рынок обостряется, но основное оружие России — понижение экспортных пошлин — может уже не выстрелить

Формальной причиной для данного конфликта стали якобы нарушения российской компанией налогового законодательства Румынии. Но многие эксперты усматривают в этом, прежде всего, политическую подоплеку. Конфликт назревал уже давно, и введение западных санкций против РФ стало удобным фоном для его обострения.

Модернизация НПЗ не стала толчком для развития отечественной науки, технологий, производства оборудования и других смежных отраслей

Таким образом, концентрация на развитии внутренней переработки остается единственным разумным путем для российских компаний. И, несмотря на все вышеописанные риски, данный сценарий может оказаться оптимальным. Но при одном важном условии. Модернизация НПЗ должна стать толчком для развития отечественной науки, технологий, производства оборудования и других смежных отраслей.

То есть должен возникнуть пресловутый мультипликативный эффект, выражающийся не только в росте прибыли ВИНК от увеличения экс-

ДИНАМИКА ЭКСПОРТА НЕФТИ ИЗ РФ



Источники: ФТС и Росстат

ДИНАМИКА ЭКСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РФ



Источники: ФТС и Росстат

порта нефтепродуктов, но и в укреплении всей отечественной промышленности. Иначе зачем было принимать столь грандиозные планы, отчасти ломающие прежнюю стратегию развития downstream и идущие вразрез с упомянутыми общемировыми (пусть и не «непатриотичными») тенденциями?

Под диктовку западных корпораций?

Но даже в том случае, если планы по вводу установок не будут реализованы в полной мере, все равно модернизация отрасли могла бы дать мощный толчок развитию российского машиностроения. Однако в реальности телега вновь оказалась впереди лошади.

Погоня за увеличением производства «евро-топлива» и расширением его экспорта затмила главную задачу — содействие инновационному развитию всей экономики. Проекты по сооружению новых и реконструкции старых установок превратились в источник дохода для зарубежных инженерных корпораций и производителей оборудования, а не для укрепления технологического потенциала России.

Как отмечают эксперты Консультативного совета по взаимодействию предприятий нефтегазового комплекса со смежными отраслями промышленности при председателе Комитета ГД по энергетике, сегодня отечественные нефтепереработчики вынуждены приобретать лицензии у иностранных компаний.

Проекты технологических установок вторичной переработки для российских НПЗ в основном выполняются такими зарубежными лицензиарами, как Axens (Франция), UOP, ConocoPhillips, Chevron, Foster Wheeler (США) и другими. Иностранцы также разрабатывают предпроектную и рабочую документацию. На долю отечественных компаний остается лишь подготовка разрешительной документации, а также участие в составлении рабочей документации.

Материальное исполнение аппаратов и требования к материалам (в частности, катализаторам) закладываются исходя из возможностей зарубеж-

ных поставщиков. Лицензиары ведут так называемые вендерные листы, в которых указаны рекомендуемые производители оборудования и материалов. И, как правило, это иностранцы. Российские компании лицензиарам неизвестны или просто игнорируются.

Темпы модернизации НПЗ, несмотря на оптимистичные уверения Минэнерго, все же отстают от ранее намеченных

При этом зарубежная машиностроительная продукция, поставляемая на российские НПЗ, зачастую имеет завышенную стоимость. А запасные части для уже эксплуатируемого оборудования могут стоить в 7–10 раз дороже, чем те же самые узлы и детали при первичной поставке. При по-

Из-за сокращения инвестиций и зарубежных санкций планы по развитию нефтепереработки на 2015 год под угрозой срыва

пытке заменить их на российские аналоги лицензиары отказываются от ответственности и снимают свои гарантийные обязательства.

Схема реализации большинства проектов по модернизации НПЗ не оставляет места для участия российских проектировщиков и поставщиков оборудования

Как же в этих условиях добиться импортозамещения? Эксперты предлагают сочетать маркетинговые меры с административно-принудительными. С одной стороны, необходимо сформировать базу данных российского нефтегазового оборудования для информирования иностранных инжиниринговых компаний, обеспечить перевод на английский язык всей необходимой документации. В свою очередь ВИНК должны предоставлять машиностроителям сведения о потребностях в оборудовании, планах закупок, степени износа имеющихся установок и т.д. Без этой

ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ ПО СЕКТОРАМ**Реакторы**

Иностранные компании, действующие в сегменте ATB Riva Calzoni; Belleli Energy; Brembana/Rolle; Carpenteria Corsi; I.H.I. Corp.; Japan Steel Works; Mangiarotti

Российские и белорусские компании

ЗАО «НАТЭК-Нефтехиммаш»; ЗАО «Энергомаш (Волгодонск) – Атоммаш»; ОАО «Волгограднефтемаш»; ОАО «Дзержинскхиммаш»; ОАО «Димитровградхиммаш»; ОАО «Ижорские заводы»; ОАО «Пензхиммаш»; ОАО «Салаватнефтемаш»; ОАО «Тамбовский завод «Комсомолец» им. Н.С. Артемова»; ОАО «Уралхиммаш»; ООО «Глазовский завод «Химмаш»
Лидер рейтинга: ОАО «Волгограднефтемаш»

Колонное оборудование

Иностранные компании, действующие в сегменте Doosan Mecatec; Four Lagades; I.H.I. Corp.; IDESA; IL Sung Corporation; Koch-Glitsch; Zhangjiagang Chemical Machinery Co

Российские и белорусские компании

Бугульминский машиностроительный завод; ЗАО «НАТЭК-Нефтехиммаш»; «Грандэ Механика»; ЗАО «Петон»; ЗАО «Петрозаводскмаш»; ЗАО «Энергомаш (Волгодонск) – Атоммаш»; ОАО «Алтайвагон»; ОАО «Белэнергомаш»; ОАО «Волгограднефтемаш»; ОАО «Генерация»; ОАО «Дзержинскхиммаш»; ОАО «Курганхиммаш»; ОАО «Салаватнефтемаш»; ОАО «Тамбовский завод «Комсомолец» им. Н.С. Артемова»; ОАО «Уралхиммаш»; ОАО «УТС-Туймазыхиммаш»; ООО «Агдис»; ООО «Глазовский завод Химмаш»; ООО «Зенит-Химмаш»; ООО «Зульцер-Хемтех»; ООО «Инжеим»; ООО «Кемеровохиммаш»; ООО «Машзавод»; ООО «ПК «Пензхиммаш»; ООО «ПКФ «Промсервис»; ООО «Черновицкий машиностроительный завод»
Лидер рейтинга: ОАО «Тамбовский завод «Комсомолец» им. Н.С. Артемова»

Насосно-компрессорное оборудование

Иностранные компании, действующие в сегменте Atlas Copco; Borsig ZM Compression; Burckhardt Compression; CKD Group; Continental; DMH Maschinenhandel Deutschland; Dresser Rand; Elliott Company; FS Elliot; Gardner Denver; Hitachi; Howden Compressors Ltd; Kobe Steel (Kobelco); Neumann&Esser; Siemens; Svenska Rotor Mashinen (SRM); Sventa AG; Thomassen Compression; Toromont, Сумское НПО им. М.В. Фрунзе

Российские и белорусские компании

ЗАО «Ниитурбокомпрессор»; ОАО «Волгограднефтемаш»; ОАО «Димитровградхиммаш»; ОАО «Казанькомпрессормаш»; ОАО «РУМО» **Лидер рейтинга: Hitachi**

Печное оборудование

Иностранные компании, действующие в сегменте Chempex-HTE; Foster Wheeler; Hamworthy; Heurtey Petrochem; Koch-Glitsch; KTI (Technip KTI); Mavim; Zeeco

Российские и белорусские компании

ЗАО «Белогорье»; ЗАО «Линас-Техно»; НПФ «ИНКОРТ»; ОАО «АК «Востокнефтезаводмонтаж»; ОАО «Белэнергомаш»; ОАО «Пензхиммаш»; ООО «Алитер-Акси»; ООО «КЕДР»; ООО «Эскорт»
Лидер рейтинга: Heurtey Petrochem; Foster Wheeler

Центробежные насосы

Иностранные компании, действующие в сегменте Allweiler; Apolo; Dalian Deep Blue Pump; Danai Pumps Ltd; Dickow Pumpen; DMH Maschinenhandel Deutschland; FINDER Pompe; Flowsolve Corporate; Flygt; Grandfoss; Hermetic-Pumpen; HMD/Kontro; Ingersoll-Dresser Rand; ITT – Gould Pumps; KSB; Ruhrpumpen; Sigma; Sulzer Pumpen; Sundstrand Intl; Termomeccanica pompe; Weir Gabbionetta; Wilo, ОАО «Молдовагидромаш»; ОАО «Сумской завод «Насосэнергомаш»; ООО «Сумской машиностроительный завод»

Российские и белорусские компании

ЗАО «Гидродинамика»; ЗАО «Гидромашсервис»; ЗАО «Катайский насосный завод»; ЗАО «Насосы ППД»; ЗАО «Рыбницкий насосный завод»; ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг»; ОАО «Бобруйский машиностроительный завод»; ОАО «Волгограднефтемаш»; ОАО «Гидрогаз»; ОАО «ГМС Насосы» («Ливгидромаш»); ОАО «НТЭ»; ОАО «Эна»; ООО «Виллина»; ООО «Вокэнергомаш»; ООО «НПЦ «АНОД»; ООО «Торговый дом «Пинта-Урал»
Лидер рейтинга: Hermetic-Pumpen

Емкостное оборудование

Иностранные компании, действующие в сегменте Flateric; Thaletec; Villa Scambiatori; Walter Tosto

Российские и белорусские компании

Бугульминский машиностроительный завод; «Грандэ Механика»; ЗАО «НАТЭК-Нефтехиммаш»; ЗАО «Петрозаводскмаш»; ЗАО «ПО «Нефтегазхиммаш»; ЗАО «Сибпромэнерго»; ЗАО «Ярполимермаш-Татнефть»; ЗАО ДЗХО «Заря»; ОАО «АК ВНЗМ» УЗМК; ОАО «Алтайвагон»; ОАО «Волгограднефтемаш»; ОАО «Генерация»; ОАО «Дзержинскхиммаш»; ОАО «Димитровградхиммаш»; ОАО «Курганхиммаш»; ОАО «Нефтехиммаш»; ОАО «НЗРМК»; ОАО «Салаватнефтемаш»; ОАО «Тамбовский завод «Комсомолец» им. Н.С. Артемова»; ОАО «УТС-Туймазыхиммаш»; ООО «Глазовский завод «Химмаш»; ООО «Зенит-Химмаш»; ООО «Ижевскхиммаш»; ООО «Курскатомэнергомонтаж»; ООО «Машзавод»; ООО «Пензгидромаш»; ООО «Пензнефтехиммаш»; ООО «ПК «Красный Яр»; ООО «ПК «Пензхиммаш»; ООО «ПТИМАШ»; ООО «Саулит Инжиниринг»; ООО «СЗРНО»; ООО «СЭЛПА»; ООО «ТехноЦентр-Нефтемаш»; ООО «Химмаш»
Лидер рейтинга: ОАО «Курганхиммаш»

Аппараты воздушного охлаждения

Иностранные компании, действующие в сегменте Bronswerk Heat Transfer;GEA; Hamon D'Hondt; TMT Group; «Альфа Лаваль Поток»; Таллинский машзавод

Российские и белорусские компании

Бугульминский машиностроительный завод; ЗАО «Октябрьскхиммаш»; ОАО «Белэнергомаш»; ОАО «Борхиммаш»; ОАО «Пензхиммаш»; ОАО «УТС-Туймазыхиммаш»; ООО «Бормаш»; ООО «ГМЗ»; ООО «Грибановский машиностроительный завод»; ООО «Зенит-Химмаш»; ООО «Костромское НПО нефтехимического машиностроения»; ООО «ЦНО-ХИММАШ»
Лидер рейтинга: Bronswerk Heat Transfer

информации крайне трудно планировать выпуск сложной продукции с длительным циклом изготовления. Собрать и систематизировать такие данные могло бы Минэнерго.

С другой стороны, можно использовать и административные рычаги. Постановление Правительства РФ «О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием» позволяет Минэкономразвития осуществлять экспертизу, в том числе и в сфере нефтепереработки. В ходе таких аудитов можно было бы выдавать рекомендации (или предписания) о приобретении компаниями отечественных аналогов зарубежного оборудования.

Кроме того, министр А.Новак объявил, что государство в условиях санкций готово временно отменить «наказания» за отклонение от технических, лицензионных или экологических требований техрегламента на топливо, если это «произошло в связи с переходом на импортозамещение или альтернативных поставщиков». Он также допустил возможность введения льгот для компаний, инвестирующих в импортозамещение.

Впрочем, вначале надо ответить на вопрос, а способны ли отечественные предприятия в принципе обеспечить такое импортозамещение. Эксперты Консультационного совета провели исследование всех сегментов рынка оборудования для НПЗ. Практически во всех из них наблюдается серьезное присутствие, наряду с иностранными компаниями, и отечественных производителей (см. «Производители оборудования для нефтепереработки по секторам»).

А опрос специалистов российских компаний-владельцев НПЗ показал, что по ряду позиций — колонны, реакторное и емкостное оборудование — предпочтение отдается именно продукции, произведенной на территории РФ. Правда, в таких секторах, как насосно-компрессорное и печное оборудование, центробежные насосы, аппараты воздушного охлаждения, пока лидируют иностранцы.

Кроме того, зарубежные лицензиары (Koch-Glitsch, Sulzer) практически монополизировали рынок внутренних устройств (ВКУ) для нефтепе-

реработки. И именно эта сфера сейчас является одной из самых уязвимых. Так, компания Koch-

В ряде секторов отечественная продукция превосходит зарубежные аналоги, но в некоторых сферах введение ограничений на импорт может оказаться критическим

Glitsch в результате санкций уже отказалась от выполнения контракта с ОАО «Волгограднефтемаш» на поставку ВКУ компании «Татнефть».

Таким образом, отечественная нефтепереработка ввязалась в бой, то есть приступила к широкой модернизации мощностей, не подготовив надежные тылы. И теперь, в условиях санкций, их приходится создавать в авральном режиме.

Минэнерго обещает закрывать глаза на нарушение четырехсторонних соглашений, если владельцы НПЗ пойдут по пути импортозамещения

Вкупе с возможным падением спроса на российские нефтепродукты в Европе, а также со снижением потреблением горючего в самой

Санкции помогут получить мультипликативный эффект от модернизации НПЗ, если, конечно, не обрушат отрасль

России (из-за экономического кризиса и роста цен на топливо) это может нанести сильный удар по отрасли.

И планы по росту производства после 2020 года могут так и остаться неосуществленными. А значит, под большим вопросом остается и развитие соответствующих секторов машиностроения и получение того мультипликативного эффекта, на который так рассчитывали идеологи инновационного пути отечественной экономики. ■

УСТАНОВКИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ, ПУЩЕННЫЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2011–2013 ГГ.

2011		2012		2013	
Реконструированные	Новые	Реконструированные	Новые	Реконструированные	Новые
1) каталитический риформинг (Куйбышевский НПЗ); 2) каталитический риформинг (Ангарская НХК); 3) каталитический риформинг (Сызранский НПЗ); 4) гидроочистка дизельного топлива (Куйбышевский НПЗ)	1) гидроочистка бензина (Ярославский НПЗ); 2) изомеризация (Ярославский НПЗ); 3) гидроочистка дизельного топлива (Волгоградский НПЗ); 4) гидроочистка бензина (Омский НПЗ); 5) гидроочистка дизельного топлива (Омский НПЗ); 6) гидроочистка дизельного топлива (Киришский НПЗ); 7) каталитический риформинг («Газпром нефтехим Салават»)	1) каталитический риформинг (Орский НПЗ); 2) каталитический риформинг (Комсомольский НПЗ); 3) гидроочистка дизельного топлива (Саратовский НПЗ); 4) гидроочистка дизельного топлива (I этап проекта, Рязанская НПК); 5) гидроочистка дизельного топлива (ТАИФ-НК)	1) гидроочистка дизельного топлива (Ярославский НПЗ); 2) гидроочистка бензина (Астраханский ГПЗ); 3) изомеризация (Саратовский НПЗ); 4) гидрокрекинг (Киришский НПЗ); 5) изомеризация (Московский НПЗ); 6) гидроочистка бензина (Московский НПЗ)	1) гидроочистка дизельного топлива (Орский НПЗ); 2) гидроочистка дизельного топлива (Ухтинский НПЗ); 3) гидроочистка дизельного топлива (Пермский НПЗ)	
4		12		9	
		25			

МИХАИЛ СОЧЕНКО: НЕДОСТАЮЩЕЕ ЗВЕНО С IRR 18,94%

ИНТЕРВЬЮ

МИХАИЛ СОЧЕНКО

Генеральный директор ЗАО «Парк индустриальных технологий», к.т.н.

По разным — объективным и субъективным — причинам большинство отечественных инновационных технологий в нефтепереработке теряется, оставаясь нереализованными, на долгом и тернистом пути от первых лабораторных опытов до промышленного внедрения. И главные подводные камни на этом пути — проведение НИОКР и серийное масштабирование технологии, что затруднено практическим отсутствием финансирования и технической базы для проведения таких испытаний. СКОЛКОВО и РОСНАНО на всех явно не хватает.

Но вот появляется проект, который в своей сфере может стать тем самым недостающим звеном в цепи вывода технологий на промышленный уровень, к тому же реализуемый на средства частных инвесторов, без привлечения бюджетных денег. Это создание Технопарка на базе будущего мини-НПЗ под Ярославлем. На вопросы «Вертикали» ответил Михаил СОЧЕНКО, генеральный директор ЗАО «Парк индустриальных технологий» ...

Ред.: Михаил Константинович, ваша презентация инвестиционного проекта на VII Международном промышленно-экономическом форуме в

середине декабря в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина вызвала интерес участников форума и рынка инноваций...

Подписание Соглашения о строительстве Технопарка между ЗАО «Парк ИНТЕХ» и Правительством Ярославской области на XI Международном инвестиционном форуме «Сочи-2012». На фото слева направо: Председатель Совета директоров ЗАО «Парк ИНТЕХ» Р. Baboukov; Председатель Правительства РФ Д.А. Медведев; Губернатор Ярославской области С.Н. Ястребов



М.С.: Полное название инвестиционного проекта — «Строительство Технопарка по совершенствованию процессов переработки углеводородного сырья и созданию экологически чистого углеводородного и альтернативных видов моторного топлива».

Намерения о создании отраслевого научно-исследовательского технологического центра (НИТЦ) — Технопарка вызваны тем, что уже во второй половине 90-х годов прошлого столетия ведущие машиностроительные и отраслевые институты нефтеперерабатывающей промышленности вынужденно ликвидировали опытные заводы и испытательные базы, предназначенные для выполнения НИОКР.

Было упущено время, в результате чего на российском рынке технологий переработки углеводородного сырья стали преобладать американские и западноевропейские инженеринговые компании со своими весьма дорогими и не всегда «свежими» лицензионными технологиями и ноу-хау. С течением времени эта проблема еще более усугубилась. Использование иностранных технологий при реконструкции стратегически важных объектов, к которым относятся НПЗ, не может не сказаться на энергетической безопасности государства. К сожалению, у ВИНК сегодня практически нет достойной отечественной альтернативы в выборе технологий, в результате приходится переплачивать иностранцам.

Отечественных, доведенных до промышленного внедрения, инновационных технологий вторичных деструктивных процессов переработки углеводородного сырья и процессов облагораживания нефтепродуктов, отвечающих мировым стандартам качества, практически нет. Я хочу подчеркнуть — именно доведенных до промышленного внедрения, т.е. технологий, которые прошли все стадии испытаний, сертифицированы в Ростехнадзоре, имеют все допуски к применению, регламенты по эксплуатации и техническому обслуживанию.

Сегодня существует целый ряд перспективных отечественных разработок, которые по своим параметрам не уступают зарубежным аналогам, а некоторые и превосходят их, но ввиду отсутствия должного финансирования НИР и, самое главное, отсутствия оснащенной испытательной базы невозможно осуществлять испытания и конструктивные доработки на завершающем этапе создания новых технологий. Другими словами, в цепочке НИОКР отсутствует последнее звено, позволяющее завершать весь цикл исследований и конструкторских работ.

Ред.: *Какая идея легла в основу концепции Технопарка?*

М.С.: Идея возникла более шести лет назад, но к ее реальному осуществлению мы приступили в 2011 году, когда была сформулирована концепция. В ее основе — создание автономного научно-исследовательского технологического центра (НИТЦ), который смог бы не только обеспечить по-

стоянное ведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по испытанию и доводке опытно-промышленных образцов, но и финансировать эти работы.

Проведенные нами маркетинговые исследования однозначно выявили необходимость строительства Технопарка, в подтверждение чему были получены положительные отзывы от профильных институтов РАН, предприятий, НИИ, проектных институтов, вузов. Большинство из них, включая

ЗАО «Парк ИНТЕХ» работает над проектом уже почти три года, за этот период:

ЗАО «Парк ИНТЕХ», являются участниками Технологической платформы «Глубокая переработка углеводородных ресурсов», утвержденной Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям.

Ред.: *Какова структура будущего Технопарка?*

М.С.: Строительство Технопарка планируется осуществить тремя самостоятельными очередями. Первая очередь проекта предполагает создание научно-производственного комплекса (НПК), включающего комбинированную технологическую

Определен стратегический инвестор, зарегистрировано ЗАО «Парк ИНТЕХ», создан проектный офис в Москве. Сформирована инвестпрограмма, открыто финансирование предпроектных работ

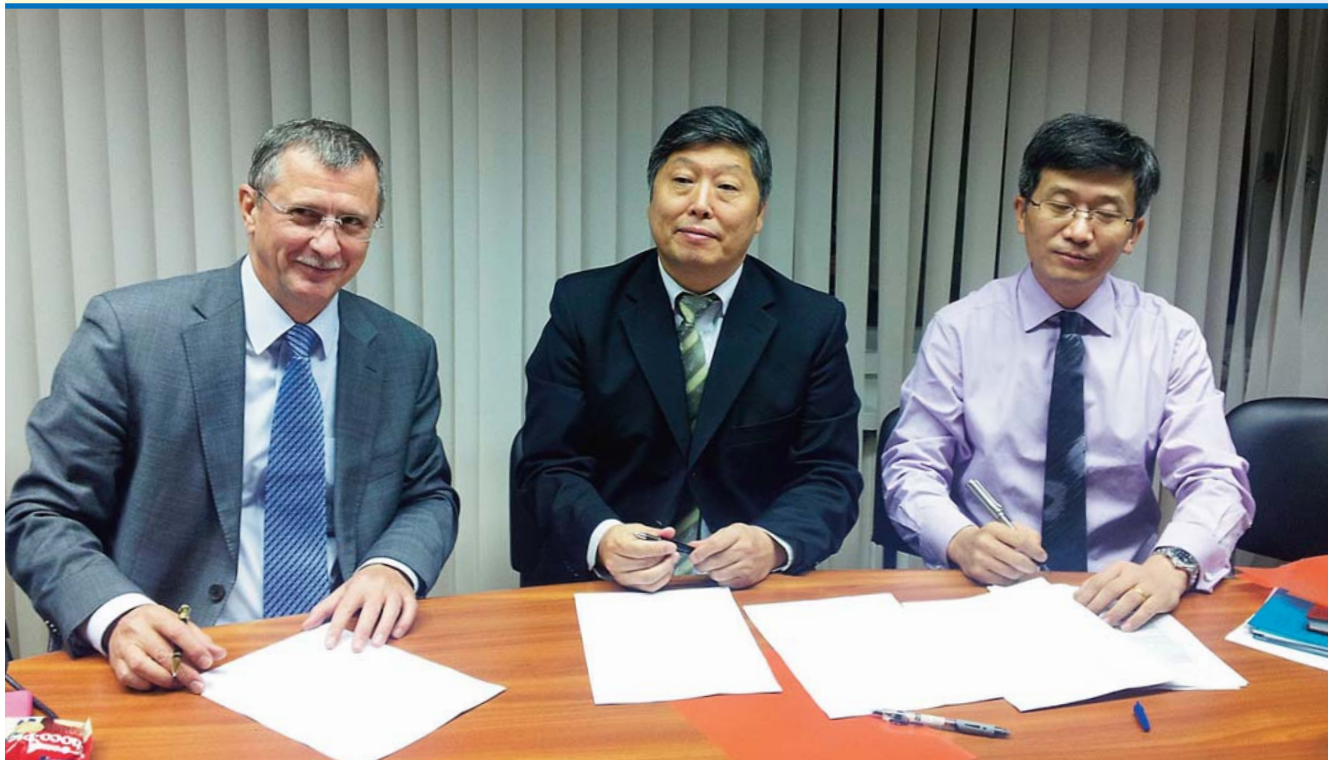
линию (КТЛ) на основе новейших лицензионных технологий переработки сырой нефти мощностью 1,0 млн тонн в год, глубиной переработки 93% и выходом светлых фракций с T_k до 360°C более 82%. В первую очередь также войдет строительство универсальных испытательных площадок (УИП), на которых будут монтироваться опытно-промышленные образцы технологических блоков для испытаний.

Выкуплен в собственность земельный участок площадью 103 га, проведены инженерно-геологические и инженерно-топографические изыскания, утвержден градостроительный план земельного участка, получены ТУ на подключение к инженерным сетям и сооружениям

КТЛ будет выполнять целый ряд важных функций. Например, обеспечивать опытно-промышленные образцы во время испытаний необходимыми объемами сырья (вакуумным газойлем, прямым бензином, мазутом, гудроном и пр.).

Подписание в Москве трехстороннего протокола в сентябре 2014 г. по строительству Технопарка в Ярославской области.

На фото слева направо: Генеральный директор ЗАО «Парк ИНТЕХ» М.К. Соченко; Вице-президент China Machinery Industry Construction Group INC. (SINOCONST) Wang Yuefei; Вице-президент Shanghai Hoto Engineering Inc. (HOTO) Franklin Sun



Во время проведения испытаний существует вероятность того, что испытуемый образец не даст на выходе продукцию нужного качества и тогда некондиционную продукцию можно будет подать в рецикл и смешать с нефтью, которая будет подаваться в КТЛ. Если же во время проведения испытаний будет получен полупродукт нужного качества, то он может быть использован в КТЛ для дальнейшей переработки или отправлен в парк готовой продукции для дальнейшей реализации.

Сама КТЛ будет постоянно работать и производить высококачественную товарную продукцию, в т.ч. моторное топливо класса 5 (Евро-5) и выше. Глубина переработки, количество и качество готовой продукции подтверждены технологическими расчетами лицензиара. Для обеспечения работы КТЛ будут созданы все необходимые объекты общезаводского хозяйства (ОЗХ), включая очистные сооружения замкнутого цикла, к которым будет подключен исследовательский центр с УИП. Мощность объектов ОЗХ будет увеличена с учетом потребления УИП.

На компьютеризированных УИП для проведения испытаний будут монтироваться опытно-промышленные образцы технологических блоков, предоставленные разработчиками. Техническое обслуживание УИП во время проведения испытаний будет обеспечиваться специалистами Технопарка под руководством представителя разра-

ботчика научной темы. После завершения испытаний и конструкторской доработки, опытно-промышленные образцы должны быть доведены до промышленного исполнения с оформлением всех необходимых регламентов и сертификацией в Ростехнадзоре.

С целью обеспечения опытно-конструкторских работ в структуре Технопарка планируется соз-

Проведены публичные слушания проекта, получено одобрение местного населения и администрации Гаврилов-Ямского района. На Международном инвестиционном форуме «Сочи 2012» подписано соглашение между правительством Ярославской области и ЗАО «Парк ИНТЕХ» о строительстве Технопарка

дать конструкторское бюро для разработки и проектирования необходимых деталей и узлов испытуемых блоков и машиностроительный цех для их производства.

Вторая очередь включает в себя расширение НИТЦ и строительство лабораторного корпуса для исследователей нефтеперерабатывающих и нефтехимических процессов, а также исследовательского корпуса с испытательными боксами, в кото-

рых планируется проводить испытания с целью адаптации ДВС и ГТД к разрабатываемым альтернативным видам топлива.

Третья очередь проекта предполагает создание аналогичного комплекса, но нефтехимической направленности. ТЭО строительства второй и третьей очередями еще не проводилось и генподрядчик не определен.

Ред.: Как выбирался генподрядчик для первой очереди проекта?

М.С.: В 2011 году нами был подготовлен и проведен закрытый тендер среди иностранных компаний, которые имеют опыт проектирования и строительства НПЗ малой мощности. Основные технико-коммерческие требования тендера включали глубину переработки, качество производимых нефтепродуктов (не ниже Евро-5), новизну и эффективность применяемых технологических процессов, срок окупаемости проекта, снижение вредных выбросов в атмосферу, очистку промышленных стоков по замкнутому циклу, меры по снижению взрыво-, пожаро- и экологической опасности производства.

Участие в тендере подтвердили восемь компаний, из которых только четыре прислали предложения, соответствующие условиям тендера. В результате тендер выиграла одна из крупнейших в Китае мультистроительная компания SINOCONST совместно с инжиниринговой компанией HOTO. Предложение китайских компаний соответствовало оптимальному соотношению технологичности, качеству производимой продукции, стоимости оборудования и условиям исполнения проекта ЕРС «под ключ», согласно требованиям FIDIC.

Ред.: Оптимальна ли проектная мощность КТЛ всего в 1 млн тонн сырья в год?

М.С.: Для НПЗ производственного назначения 1 млн, конечно, маловато, но в нашем случае строительство КТЛ не самоцель. Это всего лишь инструмент для выполнения НИОКР и обеспечения испытательных площадей необходимым сырьем и энергосредствами. Что касается технологичности, то это, на наш взгляд, оптимальный подбор современных лицензионных технологических процессов, обеспечивающих высокое качество производимых нефтепродуктов — класс 5 и выше, и стоимости оборудования применяемых технологий.

В основное производство КТЛ включено 13 технологических блоков: блок атмосферно-вакуумной перегонки; блок деасфальтизации; блок висбрекинга; блок гидроочистки газойля; блок каталитического крекинга; блок гидроочистки бензина каталитического крекинга; блок процесса «газ в ароматику»; блок изомеризации углеводородов C5/C6; блок гидроочистки и подготовки нефти; блок каталитического риформинга с секцией экстракции бензола и толуола; блок гидроочистки дизельного топлива; блок получения водорода; блок получения серы.

Хочу уточнить, что блок висбрекинга используется только в зимний период времени, когда вместо дорожного битума производится топочный мазут.

Подготовлен и проведен международный тендер на проектирование и строительство КТЛ мощностью 1 млн тонн в год по сырью в составе научно-производственного комплекса Технопарка

Как видите, по используемым технологиям наша КТЛ не уступает крупным НПЗ, а по глубине переработки нефти и качеству производимых нефтепродуктов — многие превосходит.

Ред.: Каковы экономические и финансовые показатели проекта?

М.С.: Финансовую модель для расчета экономических и финансовых показателей проекта,

Определен генподрядчик по строительству первой очереди Технопарка — строительство НПК на условиях ЕРС «под ключ». Подготовлен бизнес-план с технологическим и технико-экономическим обоснованием. Согласовано техническое задание (ТЗ) на проектирование, начата работа над базовым проектом

включая расчет срока окупаемости проекта, мы заказывали в аналитической компании Expert Systems, которая специализируется на подготовке таких моделей. Правильность расчета финансовой модели подтверждена инвестиционным банком, который намерен кредитовать проект.

Вот те экономические показатели, которые получены в результате расчета финансовой модели

Распоряжением Минэнерго РФ от 19.12.12 ЗАО «Парк ИНТЕХ» внесено в «Реестр проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию НПЗ в Российской Федерации»

проекта с принятым горизонтом расчета модели проекта в 120 месяцев: суммарные затраты по проекту составляют 26,19 млрд рублей, срок проектирования и строительства — 39 месяцев.

Дисконтированный период окупаемости проекта (DPBP) — 97 месяцев. Чистая приведенная стоимость проекта (NPV) — 7,49 млрд рублей, внутренняя норма рентабельности (IRR) — 18,94%. Индекс прибыльности проекта (PI) — 2,02. Модифицированная внутренняя норма доходности проекта (MIRR) — 13,54%. EBITDA — 82,30%. EBIT — 70,57%.

Как видите, окупаемость проекта вполне приемлема при мощности КТЛ 1 млн тонн в год.

Ред.: *Кем финансируется проект?*

М.С.: Свой интерес к финансированию проекта в объеме 85% от общей стоимости подтвердил консорциум китайских банков, 5% — обеспечил стратегический инвестор, осталось привлечь 10%, чем сейчас мы и занимаемся. Из российских банков к проекту проявил интерес Внешэкономбанк, который ныне знакомится с финансовой моделью и бизнес-планом проекта.

Ред.: *Кто является акционером ЗАО «Парк индустриальных технологий»?*

М.С.: 97,8% принадлежит стратегическому инвестору — компании Development of industrial technologies Ltd., зарегистрированной в Болгарии, и 2,2% — физическим лицам, гражданам России. Стратегический инвестор финансировал все подготовительные и предпроектные работы, включая расходы по содержанию офиса и зарплаты сотрудников в течение всего периода работы компании.

Для привлечения в проект дополнительных денег стратегический инвестор готов продать до 47% акций, оставив у себя контрольный пакет 50% + 1 акция.

Ред.: *Есть желающие?*

М.С.: Свой интерес к проекту выразили китайские научно-исследовательские институты и инжиниринговые компании. Они готовы войти со своим капиталом в проект и в дальнейшем на испытательной базе Технопарка доводить свои разработки до завершающего этапа с последующим внедрением в производство, как у себя в Китае, так и в России, и в других странах.

Лично я положительно отношусь к международному сотрудничеству по прикладным научным исследованиям, но считаю, что сначала надо предоставить право войти в акционеры Технопарка российским компаниям и организациям, которые серьезно занимаются прикладными научными исследованиями, у которых уже имеются инновационные разработки и которым интересен НИТЦ на постоянной основе для проведения завершающего этапа испытаний перед внедрением в промышленность.

На прошедшем VII Международном промышленно-экономическом форуме вице-президент РАН, академик, директор института ИПХФ РАН, руководитель Технологической платформы ГПУР С.М.Алдошин выступил с докладом, в котором изложил принцип создания Федерального инновационного центра, который по своей структуре, виду деятельности и решаемым задачам очень похож на наш Технопарк. Если мы объединим свои усилия с РАН и ТП ГПУР, то сможем гораздо быстрее достичь поставленной цели.

Как руководитель проекта могу добавить, что проектирование УИП планируется под научные темы, которые уже отобраны ведущими учеными ТП ГПУР и вошли в реестр наиболее перспективных тем. Мы подготовили опросные листы для руководителей таких тем, чтобы по материалам прове-

денных опросов составить технические задания на проектирование УИП, которые будут отвечать всем основным требованиям для испытания опытно-промышленных образцов конкретных процессов, конкретных разработчиков.

Достигнута договоренность с правительством Ярославской области о предоставлении льгот по региональным налогам для ЗАО «Парк ИНТЕХ» на период проектирования, строительства и окупаемости проекта

В случае нашей кооперации РАН и с Технологической платформой, научно-технический совет и бюро платформы могли бы осуществлять координацию научных направлений деятельности Технопарка, а ЗАО «Парк ИНТЕХ» осуществляло бы техническое и технологическое обслуживание НИТЦ и КТЛ. При этом за счет прибыли от деятельности Технопарка могли бы финансироваться НИОКР.

Ред.: *Кто из ВИНК заинтересовался вашим проектом?*

М.С.: Информация о проекте специально не публиковалась до момента окончательного согласования с генподрядчиком технологической схемы потоков, стоимости внутривозрадных работ, включая стоимость объектов основного производства и объектов общезаводского хозяйства.

Проект получил одобрение ведущих ученых в области нефтепереработки и нефтехимии. В 2014 году ЗАО «Парк ИНТЕХ» стал участником Технологической платформы «Глубокая переработка углеводородных ресурсов»

В сентябре 2014 года в Москве мы согласовали и утвердили с генподрядчиком все цены в долларах США на 2014–2015 годы на условиях ЕРС «под ключ». При согласии координатора ТП ГПУР мы готовы опубликовать на сайте платформы подробную информацию о проекте, включая описание применяемых технологических процессов и показатели финансовой модели. Публикация на сайте позволит заинтересованным участникам ТП

Следующие шаги — в 2015 году запустить кредитную линию банков, завершить базовый проект и приступить к созданию проектной документации

более детально ознакомиться с проектом и снять сомнения у некоторых оппонентов...

В ноябре прошлого года мы посетили в Нижнем Новгороде проектный институт ЛУКОЙЛ-Нижегороднинефтепроект и обсудили возможность его

участия в нашем проекте, ознакомились с результатами НИОКР. Возник взаимный интерес. НИПИ нужна исследовательская база для испытания и доводки опытно-промышленных образцов инновационных технологий, а нас заинтересовали перспективные разработки института.

Думаю, что аналогичная ситуация с НИОКР сложилась практически у всех ВИНК, т.к. на собственных НПЗ строить испытательные центры с УИП проблематично, да и окупаемость такого центра только за счет своих разработок тоже под вопросом.

По моему мнению, иметь в НИТЦ Технопарка свою «персональную» универсальную испытательную площадку — заветная мечта любого отечественного исследователя, и мы открыты к разговору о сотрудничестве со всеми, кому интересен наш проект.

Ред.: Есть ли поддержка проекта на региональном и федеральном уровнях?

М.С.: Губернатор С.Н.Ястребов и правительство Ярославской области оказывают всестороннюю поддержку нашему инвестиционному проекту. Создание Технопарка предусмотрено планом развития Ярославской области и закреплено в постановлении Правительства Ярославской области от 14.05.10.

В рамках работы XI Международного инвестиционного форума «Сочи -2012» 21 сентября 2012

года в присутствии председателя правительства РФ Д.А.Медведева подписано соглашение о сотрудничестве между правительством Ярославской области и ЗАО «Парк индустриальных технологий» по созданию Технопарка. ■



ЗАО «ПАРК ИНДУСТРИАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

Проектный офис:

119330 Россия, Москва, ул. Мосфильмовская 66, стр.1

Почтовый адрес:

119330 Россия, Москва, а/я 700

Тел./Факс: +7 (499) 143-67-25, 143-67-36

E-mail: Sochenko.M@PARK-INTECH.com

E-mail: Info@PARK-INTECH.com

www.ngv.ru



Оценки, прогнозы и рекомендации топ-менеджеров нефтегазовых компаний, независимых корреспондентов Вертикали и отраслевых экспертов

АНАЛИТИКА

ОТ ГРОССМЕЙСТЕРОВ

ОТРАСЛИ

ИТОГИ VIII КИТАЙСКО-РОССИЙСКОГО СИМПОЗИУМА ПО ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКЕ



ВЛАДИМИР ЛАПТЕВ

Первый вице-президент ЕАГО

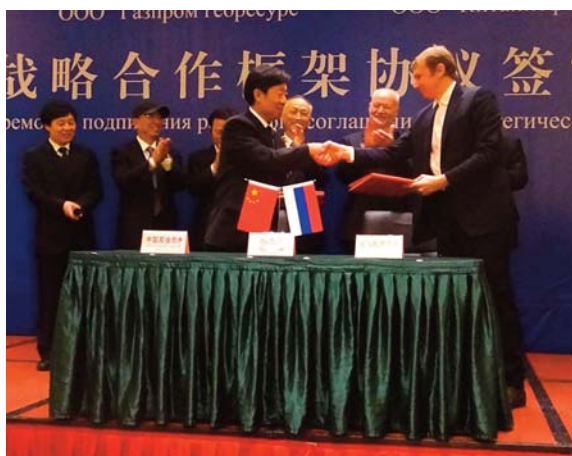
Очередной VIII Китайско-Российский симпозиум прошел 9–12 ноября 2014 года в Пекине. Каждые два года эти симпозиумы поочередно проводятся в наших странах под эгидой Геофизического комитета Китайской нефтяной ассоциации и Евро-Азиатского геофизического общества (ЕАГО).

Спонсорами VIII симпозиума с китайской стороны выступили Китайская нефтяная каротажная компания (CNPC Logging), с российской стороны — ООО «Газпром георесурс», ОАО ВНИИ-ГИС, ООО НПФ «АМК Горизонт», ООО «Промперфоратор», ООО «Новтек» и ТОО «Батысгеофизсервис». Всего в работе симпозиума приняли участие 180 человек, в том числе 120 специалистов из Китая, 55 из России, 5 из Казахстана и Белоруссии. В качестве информационных спонсоров с российской стороны выступили «Недропользование XXI век», «Время колтюбинга», «Каротажник», «Нефтяное хозяйство», «Нефтегазо-

вые технологии», «Нефтегазовая Вертикаль», «Геофизический вестник». Российский оргкомитет симпозиума выражает глубокую благодарность всем спонсорам за оказанное содействие в успешном проведении мероприятия.

Следует отметить, что на тематику докладов VIII симпозиума значительное влияние оказала ситуация, связанная с заключением долгосрочных соглашений по сотрудничеству в нефтегазовой сфере между Россией и Китаем, а также введением со стороны США и ЕС санкций в отношении ТЭК России. Главными акцентами докладов стали:

- Геофизические Hi-Tech технологии и аппаратура для изучения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов;
- Навигация и геофизические исследования пластов в процессе бурения (MWD, LWD) при строительстве протяженных горизонтальных скважин на суше и шельфе;



⊙ Оснащение действующих добывающих и нагнетательных скважин геофизическими датчиками для online-мониторинга и управления работой пластов в процессе добычи (MWP). Интеллектуальные скважины;

⊙ Гармонизация действующих в России и Китае геофизических стандартов и метрологического контроля качества геофизических измерений.

Было представлено 40 докладов — по 20 с каждой из сторон. С их содержанием в дальнейшем можно будет ознакомиться на сайте www.bash-eago.ru. Лучшие доклады были отмечены дипломами и подарками геофизических обществ Китая, России и Казахстана. Впервые на симпозиуме была предоставлена трибуна начинающим молодым специалистам. В дальнейшем на симпозиум будут приглашаться с докладами победители конкурсов молодежных геофизических конференций.

Прогресс, достигнутый китайской геофизикой за последнее десятилетие, впечатляет. Крупнейшие сервисные геофизические компании COSL, CNPC-Logging, CNLC входят в состав нефтяных государственных компаний или корпораций. Все они, наряду с сервисными службами, имеют научные, конструкторские подразделения и приборостроительные мощности, метрологическую службу, центры сбора и обработки информации.

Финансирование НИОКР в области ГИС осуществляют нефтяные компании и государство в объеме около \$500 млн в год по стране в целом. Это позволяет поддерживать конкурентоспособность китайского геофизического сервиса на мировом уровне. Для сравнения: в России этот показатель не превышает \$10 млн.

К симпозиуму были подготовлены выставка и презентация геофизической аппаратуры и оборудования компании CNPC-Logging. Члены российской делегации получили также возможность ознакомиться с разработками и продукцией приборостроительной геофизической компании Huanding Energy Services, входящей в состав Академии судостроения Китая.

В задачи российско-китайских симпозиумов входит не только организация обмена научно-технической информацией между специалистами на-

ших стран, но и содействие взаимным поставкам Hi-Tech технологий и аппаратуры. Оборот таких поставок в обе страны год от года возрастает. В связи с санкциями в 2015 году ожидается значительный рост такого взаимодействия приборостроителей и сервисных компаний наших стран.

В частности, в рамках симпозиума было заключено рамочное соглашение о стратегическом партнерстве между дочерними компаниями «Газпрома» и CNPC: «Газпром георесурс» и CNPC Logging. В настоящий момент в Уфе создается совместное предприятие ООО «Новтек» и Huanding Energy Services, которое будет заниматься поставкой и сервисом скважинных тракторов с гидро- и электроприводом, а также другой геофизической Hi-Tech техники. Проводятся переговоры по взаимодействию сервисных геофизических компаний наших стран при работе на глубоководном и арктическом шельфе.

В целом, симпозиум прошел в дружелюбной, доброжелательной атмосфере и содействовал дальнейшему прогрессу геофизики наших стран. Следующий IX симпозиум состоится в 2016 году в России или Казахстане, о чем специалисты будут своевременно информированы. ■



РЫНОК КПГ: Я ТЕБЯ ПОРОДИЛ, Я ТЕБЯ И...

Три года назад, на рубеже 2012–2013 годов, в России началась очередная громкая кампания по продвижению в массы «альтернативного» вида моторного топлива — сжатого газа. Как это часто у нас бывает, «новшество» стало повторением изрядно забытого старого. В начале 1980-х годов правительство уже пыталось ударными темпами «газифицировать» отечественный транспорт. Но этап бурной деятельности в этом направлении достаточно быстро сменился потерей интереса и властей, и потребителей к газомоторному топливу. И сегодня АГНКС «первой волны» доживают свой плановый срок эксплуатации в отдельных уголках РФ, постепенно ржавея и теряя последних клиентов.

Однако были веские основания надеяться, что вторая попытка властей окажется более удачной. Ведь, как уже рассказывала «Вертикаль» (см. «Газомоторное топливо: враг дизельного?», НГВ #15-16'13), одним из основных мотивов новой кампании стало стремление найти дополнительные рынки сбыта для газпромовского сырья, постепенно теряющего позиции как в Европе, так и внутри России. Но пока что эти надежды не оправдываются. Несмотря на все усилия газового концерна, потребители не спешат переоборудовать свой транспорт.

Чтобы стимулировать спрос, Минэнерго предложило радикальную меру — ввести ограничение стоимости КПГ (не более 35% от цены дизельного топлива). По мнению чиновников, это должно привести к стремительному росту потребления и бурному развитию рынка. Однако эксперты предупреждают, что подобная мера будет иметь прямо противоположный эффект — проекты по строительству АГНКС станут невыгодны инвесторам. И если «Газпром» еще сможет побороться, то другие компании уйдут с рынка уже завтра.

Почему же правительство грозит «убить» свое только рожденное детище? Лишь по недомыслию чиновников? Не исключено, что за этим стоит и жесткая борьба лоббистов. Ведь КПГ — серьезный конкурент дизелю. В результате перекосов в развитии отечественной переработки, о которых не раз писала «Вертикаль», производство дизеля в стране значительно превысило потребности в нем. А надежды на увеличение экспорта и даже на сохранение его прежних объемов весьма шатки. Поэтому надо любыми способами расширять внутренний рынок дизеля, а не пускать на него нового конкурента в виде КПГ.

Впрочем, и сам «Газпром», судя по всему, уже не так ревностно относится к газомоторной тематике. Подписание соглашения с Китаем сняло панические настроения по поводу сокращения рынков сбыта, а введение западных санкций значительно затруднило инвестирование проектов по строительству новых АГНКС. Поэтому, возможно, вторая серия газомоторной эпопеи окажется даже более короткой, чем первая...

Перспективы развития российского и мирового рынка сжатого газа обсуждались на конференции «КПГ-2014», организованной компанией CREON Energy.

Как отметил руководитель рабочего комитета «Использование газа» Международного газового союза Евгений Пронин, мировой рынок КПГ продолжает развиваться достаточно динамично. Наи-

МИРОВОЙ ПАРК АВТОМОБИЛЕЙ НА СПГ И КПГ



ЦЕНОВЫЕ НОЖНИЦЫ РЕЖУТ ПО ЖИВОМУ

Попытки ввести ценовую планку для КППГ предпринимались уже неоднократно. Так, осенью 2013 года в Минэнерго был разработан проект постановления правительства, согласно которому розничная цена одного кубометра сжатого газа не должна превышать 50% стоимости литра дизтоплива. Но тогда «указ о поллитре» не прошел. Однако год спустя, осенью 2014 года, Минэнерго предложило новый, более жесткий вариант постановления. Он предполагает ограничение на уровне 35%. Проект был обсужден в РГО и направлен в правительство.

К чему может привести принятие этого постановления? По мнению участников конференции, к полному краху отрасли. Ведь возникнут так называемые ценовые ножницы. «Директивная» цена КППГ в нынешних условиях составит около 11 руб./м³, в то время как его себестоимость в ряде регионов уже превышает 14 рублей. В итоге все частные АГНКС закроются уже на следующий день после принятия такого правительственного решения. Правда, их доля невелика — всего около 5%.

Вполне возможно, что «Газпром» сохранит свои заправки и даже продолжит строить новые. Но это уже будет чисто политическое, а не экономическое решение, не имеющее никакого отношения к рынку. Хотя и газовый концерн вряд ли склонен в нынешних экономических условиях пускать деньги на ветер.

Как сообщил один из участников конференции, представители Газпромбанка уже заявили об отказе финансировать проекты сооружения АГНКС в случае вышеупомянутого ограничения стоимости КППГ. Цена строительства АГНКС в России сегодня и так запредельно высока. По оценкам экспертов, она в два раза больше, чем в Европе (250–300 тыс. евро). А в результате падения курса рубля цена увеличится, поскольку от 30% до 65% используемого на АГНКС оборудования — импортного производства.

Так как КППГ — «городской» вид топлива, АГНКС приходится размещать в местах плотной застройки. А значит, надо разрабатывать индивидуальные проекты и утверждать в контролирующих органах специальные технические условия. Все это очень долго и дорого...

Большие проблемы связаны и с переходом на стандарты Евро-5. Как подчеркивает начальник лаборатории Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Николай Лапушкин, природный газ, поставляемый по трубопроводам, не соответствует экологическим нормам даже Евро-4. Поэтому для получения КППГ надо удалять из него серу, твердые частицы, высококипящие компоненты и т.д. И затраты на очистку газа до уровня Евро-5 (а в перспективе и Евро-6) приведут к дополнительному повышению себестоимости КППГ.

Поэтому в правительственном постановлении надо предусмотреть «полочки», то есть ограничение цены в 35% должно касаться только КППГ класса Евро-4 и ниже. А при более высоком классе необходимо поднять планку как минимум до 50%. А еще лучше — ограничивать не цену КППГ, а стоимость газа, поступающего в качестве сырья для АГНКС.

более активно он растет в странах Азии — в Китае и Индии.

В Европе потребление данного топлива также увеличивается, хотя и не столь высокими темпами, как в АТР. Ожидается, что к 2020 году объемы реализации «транспортного» метана в Европе достигнут 40–45 млрд м³ в год. При этом 60–65% будет приходиться на КППГ, а 35–40% — на СПГ (в основном для нужд магистрального транспорта). В Латинской Америке рынок уже достиг стадии насыщения и поэтому масштабы спроса остаются стабильными.

Продолжает увеличиваться и число газобаллонных автомобилей (см. «Мировой парк...»). В основном за счет легковых машин, хотя растет и количество автобусов (см. «Структура парка...»). Пассажирские перевозки практически во всех странах, где есть доступ к «транспортному» газу, в большей степени ориентируются именно на КППГ, а не на СПГ. Хотя мнения специалистов по данному вопросу расходятся.

Некоторые из них полагают, что городской общественный транспорт целесообразно пол-

ностью перевести на СПГ. Другие же отмечают, что нет смысла завозить в город сжиженный газ,

Мировое потребление КППГ на транспорте за последние десять лет увеличилось более чем в два раза, число ГБА — более чем в пять раз

если есть возможность получать топливо непосредственно из городских сетей газоснабжения.

Планы правительства по сооружению 3 тыс. АГНКС далеки от реальности, даже во времена СССР темпы ввода заправок были в 4–5 раз ниже

Кроме того, в перспективе КППГ будет более широко применяться для заправки тяжелой техники, магистральных тягачей, локомотивов, водных судов. А в более отдаленном будущем возможно его использование и в авиации. Практи-

чески на всех видах транспорта КПГ уже опробован, и доказано, что он эффективен и по экологическим, и по экономическим показателям.

Существует два способа увеличения парка автотехники, работающей на КПГ. Первый — переоборудование традиционных бензиновых и дизельных двигателей. В основном он характерен для Италии, государств Латинской Америки и ряда других развивающихся стран. Второй способ — заводское производство соответствующих автомобилей.

В последнее десятилетие ярко обозначился ряд тенденций рынка КПГ (см. «Изменение показателей развития...»). Среди них — увеличение числа автомобилей на одну АГНКС, сокращение объемов потребления на единицу транспорта (что свидетельствует о росте доли небольших частных ТС).

Все более широкое распространение в мире получают АГНКС нового поколения — работающие в автоматическом режиме, то есть круглосуточно и без персонала. Учитывая, что заправки располагаются в основном в крупных городах, разрабатываются конструкции, позволяющие уменьшить занимаемую ими площадь. Так, в ряде европейских стран получили распространение двухэтажные АГНКС, у которых все оборудование (компрессоры и сушилки) располагается на втором этаже.

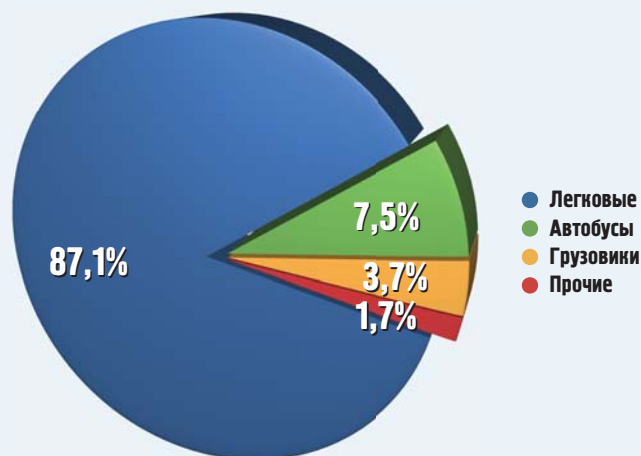
Происходит также интеграция АГНКС в структуру «обычных» АЗС. В Европе уже появилось достаточно много таких комбинированных заправок. Есть два способа интеграции — либо создание единой заправочной рампы, имеющей «пистолет» для КПГ, либо строительство отдельного заправочного блока для компримированного газа. Кстати говоря, в случае с СПГ такого выбора нет — в целях безопасности заправочный модуль всегда располагается отдельно от остальных топливораздаточных колонок.

Вместе с тем, система реализации КПГ даже в самых развитых странах еще далека от совершенства. Сегодня невозможно пересечь Европу исключительно на метановом топливе (СПГ и КПГ), поскольку на отдельных участках просто нет заправок. Поэтому руководство Евросоюза выдвинуло инициативу, согласно которой шаг строительства АГНКС должен быть равен 150 км, а крио-АЗС (СПГ-заправки) — 400 км.

Догнать и перегнать СССР

Может ли российский рынок КПГ развиваться теми же темпами, что и азиатский или хотя бы европейский? Авторы программы внедрения ГМТ уверены в том, что нам удастся даже обогнать другие регионы. Так, к 2023 году планируется ввести в эксплуатацию 3 тыс. АГНКС. Участники конференции отметили, что данные темпы — абсолютно не реалистичные. Для сравнения: с 1984 по 1990 год было построено 450 заправок (из них лишь 257 дожили до наших дней), переоборудо-

СТРУКТУРА ПАРКА ГБА, 2014 Г.



вано 250 тыс. единиц транспорта. Благодаря этому удалось довести объемы реализации КПГ до 1 млрд м³ в год.

То есть в советский период в эксплуатацию вводилось около 70 АГНКС в год, а сейчас необходи-

Отсутствие современного оборудования и устаревшие технические нормы препятствуют развитию рынка КПГ

мо строить ежегодно 200–300 заправок. Но 30 лет назад условия были гораздо лучше нынешних. Так, не было никаких проблем с получением зе-

Муниципальные органы не заинтересованы в газификации транспорта, так как это может сократить их теневые доходы

мельных участков, с подключением к газовым магистралям высокого давления, с обеспечением заправок электроэнергией — все эти вопросы решались директивно.

ИЗМЕНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО РЫНКА ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА

Показатель	2004 г.	2014 г.
Количество газобаллонных автомобилей, млн штук	3,99	22,46
Число АГНКС, тыс.	7,68	26,51
Спрос на природный газ на автотранспорте, млрд м ³	8,26	18,29
Количество ГБА на 1 АГНКС, ед.	520	847
Потребление газа на 1 ГБА, м ³	2 079	1 801
Продажа газа на 1 АГНКС, тыс. м ³	1 080	1 526

А что сегодня? Даже «Газпром» добивается получения каждого клочка земли для размещения АГНКС в течение в среднем двух лет, а что уж говорить о небольших и не таких влиятельных компаниях...

Отменен пониженный тариф на газ, поступающий на АГНКС, и теперь сырье для получения ГМТ необходимо покупать «на общих основаниях». Причем это касается даже «дочек» самого «Газпрома», занимающихся созданием сети АГНКС. Кроме того, появилось огромное количество надзирающих органов — по свидетельству участников рынка, проверки на заправках проводятся буквально каждую неделю...

Не решены и многие технические проблемы. Вся нормативно-техническая документация была в основном создана в 1980-е годы, и поэтому она не отвечает положениям закона «О техническом регулировании», не учитывает требования к двигателям. А имеющееся оборудование зачастую неэффективно. Так, заправка автобуса компримированным газом сегодня занимает 30–40 минут, в то время как в Европе — 5–7 минут. До сих пор не сертифицированы заправочные пистолеты NGV2, применяемые за рубежом для обслуживания грузового транспорта.

Проблем добавляет и новый техрегламент. Согласно ему, установка газобаллонного оборудования не должна приводить к понижению экологического класса транспортного средства. Но как это подтвердить? За рубежом переоборудование автомобилей — высокотехнологичное и почти конвейерное производство. У нас же этим занимаются «в гаражных условиях». И никто не выдаст авто владельцу сертификат о том, что экологический класс машины остался прежним. А значит, достаточно одной проверки ГИБДД, чтобы остановить весь рынок.

Сами потребители относятся к идее перехода на КПГ достаточно безразлично. Лишь единицы транспортных предприятий соглашаются разместить заправки на своей территории. А подавляющее большинство ждет, когда придет «дядя» в лице «Газпрома» и все сделает за них. Но и у «дяди», несмотря на легенды о его могуществе, есть свои инвестиционные ограничения...

От муниципальных властей, которые регулируют деятельность общественного транспорта, тоже помощи никакой. Как отмечает член Совета газомоторной отрасли России Владимир Деметьев, в Ставрополье планировалось реализовать пилотную программу по переводу 6 тыс. машин на КПГ. Предполагалось, что она обойдется в 1,2 млрд рублей, при этом доходы региона составят 1,3 млрд рублей в год. Но, несмотря на поддержку губернатора, программа провалилась. Муниципальные органы, которые владеют 20 тыс. автомобилей, выделили для переоборудования всего... 170 единиц.

Аналогичные результаты дают и программы в других регионах. В частности, в Томской области из 700 переведенных на КПГ машин государственных оказалось только 17. В чем причина? По

РАЗМЕР СОВОКУПНОЙ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ АВТОМОБИЛЕМ НА 1 КМ ПРОБЕГА



* расчет произведен за 3 года эксплуатации — 180 км пробега в сутки, руб.

Расчет произведен при следующих ценах: Аи-92 — 33 руб./л; ДТ — 34 руб./л; СУГ — 20,45 руб./л; КПГ — 14,3 руб./л

мнению участников конференции, в коррупции. Муниципалы сдают казенные машины в аренду, арендатор заправляет их за свой счет, а чиновники получают из бюджета компенсации за топливо. И поэтому, чем оно дороже, тем лучше. За чем им нужен КПГ?

Ценовой отрыв КПГ от дизеля и СУГ сокращается, налоговый маневр лишь ненадолго затормозит этот процесс

В итоге, как подчеркивает исполнительный директор Национальной газомоторной ассоциации Станислав Люгай, несмотря на постановление правительства и поручение прези-

Госфинансирование программ по приобретению ТС, работающих на газе, уменьшается. А о льготах производителям КПГ в правительстве даже слышать не хотят

дента о расширении использования газомоторного топлива, ожидавшиеся темпы развития данного рынка на сегодняшний день не достигнуты.

КПГ теряет конкурентоспособность

Пока что главным плюсом КПГ является его относительно низкая цена. Но это преимущество постепенно нивелируется. Исполнительный директор по развитию проекта КПГ ООО «Рус-

ские машины» Петр Золотарев представил в ходе конференции свои расчеты экономики использования природного газа в качестве моторного топлива.

Ключевым показателем здесь служит стоимость владения автомобилем на 1 км пробега. Еще в июне 2014 года она составляла для стандартной «Газели» 6,58 рубля в случае использования дизельного топлива и 5,36 рубля при применении КПП. То есть разница достигала полутора рублей. К ноябрю данный показатель сократился до 82 копеек (см. «Размер совокупной стоимости...»). Правда, грядущее подорожание бензина и дизтоплива, обусловленное налоговым маневром, должно несколько укрепить позиции КПП. Но все же разрыв в цене не достигнет прежнего значения и составит 1,32 рубля (см. «Сценарий '2015...»).

По мнению П.Золоторева, дизель является главным конкурентом КПП только в сфере автобусных и грузовых перевозок, поскольку в соответствующих типах автотехники нельзя использовать сжиженные углеводородные газы. Но вот в сегменте массового коммерческого транспорта (такси, малогабаритные перевозки) главным соперником для КПП становятся именно СУГ. А с ними ценовой разрыв продолжает сокращаться: с 1,22 рубля в июне до 97 копеек в ноябре и 64 копеек в 2015 году.

К тому же переоборудование автомобилей на использование СУГ обходится дешевле, чем на КПП. А с конвейера ГАЗа ежегодно сходит не менее 7 тыс. новых автомобилей, использующих СУГ. Для стимулирования их приобретения созданы специальные кредитно-лизинговые инструменты. В результате, несмотря на громкие рассуждения о том, что ценное нефтехимическое сырье нельзя сжигать в автомобильных двигателях, потребитель отдает предпочтение именно СУГ, а не КПП.

Как же повысить конкурентоспособность КПП? Для этого существует три пути. Первый — субсидирование приобретения соответствующих автомобилей. В 2014 году правительство выделило на эти цели 3,7 млрд рублей. И участники рынка проявили интерес к данному механизму — объем заявок на получение субсидий составил 6,7 млрд рублей. То есть, чтобы насытить появившийся спрос, государству надо увеличить финансирование данной программы как минимум в 2,5 раза. Но в 2015 году оно, наоборот, сокращено до 3 млрд.

Второй путь — поддержка продавцов КПП, позволяющая снизить их издержки и себестоимость компримированного газа. Участники рынка уже просили у правительства пятилетние налоговые каникулы по НДС. Предлагалось также субсидировать сооружение первой тысячи заправок, подключение к электроэнергетике, газу и т.д. Однако государственные органы даже слышать не хотят о поддержке нефтегазовых компаний, поскольку априори считается, что они и так «небедные».

СЦЕНАРИЙ '2015: РАЗМЕР СОВОКУПНОЙ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ АВТОМОБИЛЕМ НА 1 КМ ПРОБЕГА*



* расчет произведен за 3 года эксплуатации — 180 км пробега в сутки, руб.

Расчет произведен при следующих ценах: Аи-92 — 42 руб./л; ДТ — 45 руб./л; СУГ — 22 руб./л; КПП — 18 руб./л

Итак, остается третий путь — директивное ограничение цен на КПП, что, по мысли чиновников, должно привести к расширению спроса.

Конец романтического периода

Впрочем, тревога опять может оказаться ложной. Как сообщила начальник отдела по работе с органами власти ООО «Газпром газомоторное топливо» Елена Кузина, компания приложила

Введение ограничений на стоимость КПП повысит его привлекательность для потребителей, но сделает нерентабельной работу большинства АГНКС

максимальные усилия для того, чтобы избежать установления ценового ограничения в 35%. Она предоставила все необходимые расчеты в Минэкономразвития, и министерство дало отрица-

Стоимость строительства АГНКС растет из-за падения курса рубля, сложности бюрократических процедур и внедрения нормативов Евро-5

тельное заключение на проект постановления, подготовленный Минэнерго. Якобы на высоком государственном уровне принято решение о нецелесообразности привязки цен на ГМТ к стоимости дизеля.

Любопытно, что участники рынка узнают об этой подкованной борьбе Минэнерго и Минэкономразвития лишь по отрывочным и зачастую противоречащим друг другу данным, распростра-

няемым практически на уровне слухов. А борьба разворачивается нешуточная. И, судя по всему, за плечами у чиновников различных ведомств стоят мощные группы лоббистов. Одна из них заинтересована в развитии рынка КПП, другая — в сохранении рыночных позиций дизеля, который сегодня просто некуда больше девать...

Отсутствие единой четко обозначенной позиции правительства крайне осложняет развитие рынка КПП. Как отмечает гендиректор ООО «РЦСМ» Владимир Строганов, в период «первой советской волны» газификации транспорта данный процесс контролировался на самом высоком уровне: зампред правительства раз в квартал проводил селекторное совещание. А сейчас созданы разрозненные рабочие группы при Минэнерго, Минпромторге, Минтрансе, даже при Минсельхозе. Дитя без глаза...

По мнению В. Строганова, контроль над развитием сферы КПП нельзя поручать отдельной компании или министерству, ибо в таком случае все неизбежно сведется к отстаиванию корпоративных или ведомственных интересов. Этим должен заниматься центральный аппарат правительства, при котором должен быть создан соответствующий координационный орган.

Хотя, пожалуй, проблема лежит глубже — не в изъянах бюрократической структуры, а в самом устройстве отечественной экономики. Как отмечали участники конференции, она представляет собой чересполосицу, где рыночные сектора неожиданно сменяются регулируемыми и дотационными сегментами. Так, Минэнерго предлагает производителям КПП покупать газ на бирже по рыночным ценам. Но стоимостью самого КПП оно предлагает ограничить директивными методами.

Общественный транспорт, являющийся основным потребителем КПП, также находится вне рынка, поскольку тарифы на перевозку контролируются государством. Сегодня среднестатистический субъект РФ тратит на дотирование убыточных транспортных предприятий 200–300 млн рублей из своего бюджета. Но отдать хотя бы десятую часть этих средств тем компаниям, которые переведут транспорт на КПП и тем самым значительно снизят затраты на перевозки, местные власти отказываются. Ибо это «нерыночная мера».

Иными словами, попытки играть по рыночным правилам на нерыночном поле изначально обречены на провал, значит, у рынка КПП перспектив в России нет. Поэтому если государство действительно намерено развивать отрасль, оно обязано предоставить ему определенные стимулы. Зарубежный опыт также свидетельствует о том, что успех в развитии рынка КПП достигается только там, где государство играет активную роль.

Каковы могли бы быть меры стимулирования, помимо отказа от идей ценового ограничения? В мировой практике наработан целый пакет таких механизмов. Например, преференции в ходе тендеров на госзакупки тем компаниям, которые ис-

пользуют автотранспорт, работающий на КПП, предоставление газобаллонным автомобилям права въезда в центр городов и в природоохранные зоны и т.д. Необходимо также упростить порядок землеотвода и ограничить разумными пределами систему контроля над деятельностью АГНКС со стороны различных ведомств.

За спиной Минэнерго и Минэкономразвития, исповедующих диаметрально противоположный подход к рынку КПП, стоят «дизельные» и «газовые» лоббисты

Что же касается прямой финансовой поддержки со стороны государства, то, по мнению участников конференции, бессмысленно стимулировать потребителей газа. Да и субсидии муниципалам тоже уходят как вода в песок. Вместо этого надо поддерживать производителей транспортных средств. Автомобили с газобаллонной аппаратурой должны стоить не дороже, чем машины с бензиновыми и дизельными двигателями.

Существование рынка КПП на нерыночном поле невозможно. Отрасль не выживет без поддержки государства

Кроме того, государство должно помочь транспортным предприятиям создать инфраструктуру для обслуживания автомобилей, работающих на КПП. Ведь для предотвращения утечек газа нужен постоянный контроль газобаллонной аппаратуры. Но ни у одного автобусного парка нет на это средств, здесь требуются государственные субсидии.

Романтический период развития рынка КПП закончен, инвестиционный период требует глубокого анализа ситуации и комплексных льгот

Таким образом, выход из ситуации один — надо относиться к развитию отрасли комплексно и лоббировать интересы всех его участников: и автомобилестроителей, и транспортников, и газовиков. Необходимо также расширять участие среднего и малого бизнеса, поскольку усилиями лишь «Газпрома» и «Роснефти» все проблемы не решить.

Романтический период развития рынка КПП, когда всеобщий энтузиазм мешал адекватно воспринимать суровые реалии, закончен. А инвестиционный этап требует серьезного и глубокого анализа, расчета последствий каждого шага. И «махание шашкой» тут недопустимо. Непродуманные действия правительства могут привести лишь к тому, что оно придушит свое же только что рожденное дитя — российский рынок КПП. ■

УГОЛЬНЫЙ МЕТАН — ЗАГОТОВКА НА БУДУЩЕЕ

Угольный метан — нетрадиционный вид газовых ресурсов, срок масштабного освоения которых пока не пришел. Несколько существующих в мире проектов можно рассматривать как технологическую заготовку на будущее. По многим показателям содержащийся в угольных пластах газ аналогичен сланцевому газу и придет на смену ему в отдаленной перспективе.

Когда это случится, Россия, против обыкновения, не останется на обочине, так как уже сейчас входит в число немногих стран, обрабатывающих технологии извлечения газа из залежей угля. Кемеровский проект, который осуществляет дочернее предприятие «Газпрома» ООО «Газпром добыча Кузнецк», за последние годы продвинулся на стадию добычи на наиболее изученной Талдинской площади и вышел за ее пределы на другие участки. К 2010 году планируется добывать 4 млрд м³ газа, которые обеспечат потребности области. Более амбициозные цели предусматривают увеличение добычи газа до 18–21 млрд м³ с возможностью строительства на его базе завода СПГ и экспорта в соседние регионы.

По размеру ресурсов, условиям нахождения и способам извлечения газовый потенциал угольных пластов сопоставим со сланцевым газом и должен последовать за ним в качестве источника газового сырья «третьего поколения».

Речь идет не о шахтном извлечении метана в процессе добычи угля, т.е. дегазации, а о скважинной добыче метана нетронутых угольных пла-

ств для добычи УМ необходимы специальные технологии интенсификации газоотдачи пласта — горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта и сейсмическое моделирование.

Метаноугольные скважины, как и сланцевые, отличаются от обычных динамикой режима газоотдачи: в отличие от скважин в обычных залежах на метаноугольных промыслах дебит скважины с начала откачки начинает расти, через несколько месяцев достигает своего максимального уровня, а затем плавно снижается в течение нескольких лет. Соответственно, разработка требует бурения большого количества скважин.

Газовый потенциал угольных пластов сопоставим со сланцевым газом и должен последовать за ним в качестве источника газового сырья «третьего поколения»

стов за пределами шахтных полей, который рассматривается как самостоятельный ресурс.

Угольный метан (УМ) находится не в свободном состоянии в поровом пространстве породы как в обычных коллекторах, а адсорбирован углем, т.е. как бы зажат в микротрещинах в пластинах угля. Как и для извлечения газа из сланцевых пород,

Статус угольного метана в России

С 1 января 2013 года метан угольных пластов исключен из объекта налогообложения НДС. Законодательной базой этой льготы явились изменения в статьях 336 и 337 Налогового кодекса РФ, утвержденные в декабре 2012 года, которыми угольный метан внесен в перечень полезных ископаемых и одновременно в перечень полезных ископаемых, освобожденных от НДС.

До этого метан угольных пластов не был включен в Налоговый кодекс в качестве самостоятельного вида полезного ископаемого, хотя в ноябре 2011 года он был внесен в «Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод», т.е. уже был признан как отдельное полезное ископаемое, а не побочный продукт угольной добычи.

Еще раньше, в 2009 году, Минприроды РФ официально утвердило решение комиссии по запасам (ГКЗ) о постановке на государственный баланс запасов метана в кузбасских угольных пластах Талдинского метаноугольного месторождения.

Ресурсный статус угольного метана в России определяется угольным потенциалом, который можно считать неиссякаемым. Достаточно ска-

ПРОГНОЗНЫЕ РЕСУРСЫ МЕТАНА В УГОЛЬНЫХ БАССЕЙНАХ РОССИИ

Угольный бассейн	Ресурсы метана, млрд м ³
Кузнецкий	13 100
Печорский	1 942
Донецкий (Ростовская обл.)	97
Южно-Якутский	920
Зырянский	99
Западно-Сибирский	33 000
Тунгусский	20 000
Ленский	10 000
Таймырский	4 000
Всего	83 700

Источник: ОАО «Газпром промгаз», 2009

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ УМ В КУЗБАССЕ ПО ГЛУБИНЕ

Глубина угольных пластов, м	Прогнозные ресурсы метана, трлн м ³
до 600	2,5
до 1200	5,0
до 1800	5,6
Всего	13,1

зять, что за 300 лет добычи использовано только 10% геологических ресурсов угля. При этом в российских углях в каждой тонне содержится в среднем 45 м³ метана.

По оценкам «Газпром промгаза», общие прогнозные ресурсы УМ в основных угольных бассейнах России составляют 83,7 трлн м³ (см. «Прогнозные ресурсы метана...»).

Сырьевая база угольного метана в Кузнецком бассейне оценена до горизонта 2000 метров с постепенным нарастанием ресурсов с глубиной (см. «Распределение ресурсов УМ в Кузбассе по глубине»). На больших глубинах может содержаться еще 20 трлн м³ УМ, но их освоение вопрос более отдаленного будущего.

Глобальные ресурсы угольного метана, по оценкам ВР, составляют 200–250 трлн м³, что примерно соответствует извлекаемым запасам газа обычных месторождений (210 млрд м³ на начало 2014 года). Аналитики консалтинговой фирмы Energy Edge Limited собрали и обобщили оценки ресурсов по отдельным странам (см. «Мировые ресурсы угольного метана»).

Мировая добыча угольного метана, по разным данным, составляет 60–70 млрд м³ в год. Коммерческое значение она имеет в США, где добывается 65% мирового объема, в Канаде (12% мирового объема), Австралии и Китае. Проекты добычи УМ на начальной стадии развития есть в Индии, Индонезии, Южной Африке.

В России единственный проект освоения ресурсов УМ в Кемеровской области осуществляет ООО «Газпром добыча Кузнецк». В конце 2009 — начале 2010 года «Вертикаль» рассказывала о начале развития Кемеровского проекта. За последние пять лет достигнуты существенные результа-

МИРОВЫЕ РЕСУРСЫ УГОЛЬНОГО МЕТАНА, ТРЛН М³

Бывший СССР	20–116
Китай	30–55
Канада	6–76
Австралия	8–14
США	11
Польша	4
Германия	3
Индия	1
Ю.Африка	1
Индонезия	<1
Данные Energy Edge Limited	

ты. Пожалуй, самый примечательный из них — проект реально продолжается.

Кемеровский проект. Следующий этап

Лицензионная территория ООО «Газпром добыча Кузнецк» охватывает площадь общим размером 5770 км² (до глубины 2 км). Первоочередные участки включают Талдинскую и Нарыкско-Осташкинскую площади, на которых ведутся промышленные работы, а также Тутуясскую перспективную площадь и смежный с Нарыкско-Осташкинской площадью Чалтосский участок (см. «Первоочередные участки...»). Суммарные ресурсы в пределах лицензионной площади оцениваются в 6,1 трлн м³.

Глобальные ресурсы угольного метана составляют 200–250 трлн м³, прогнозные ресурсы УМ в России — 83,7 трлн м³

В 2010 году началась пробная эксплуатация скважин на Талдинской площади. В 2011 году по результатам разведки предыдущих лет был утвержден пересчет балансовых запасов Талдинского месторождения с 45,8 до 74,2 млрд м³ (4,77 млрд м³ по категории С₁ и 69,44 млрд м³ по категории С₂).

С 2011 года осваиваются разведочные скважины с извлечением метана на самой крупной и наиболее перспективной Нарыкско-Осташкинской площади. В 2013 году добыча на двух промыслах выросла до 7,35 млн м³ с 5,18 млн в 2012 году. За счет бурения шести новых скважин в конце прошлого года за первое полугодие текущего года уже было добыто 6,0 млн м³ (см. «Добыча угольного метана в России»).

С 1 января 2013 года метан угольных пластов исключен из объектов налогообложения по НДС

В настоящее время на Талдинской площади заканчивается опытный этап и ведется подготовка к промышленной добыче, начало которой планируется на 2016 год. На Нарыкско-Осташкинской площади продолжается освоение разведочных скважин и готовится оценка извлекаемых запасов метана. Промышленную добычу предполагается начать в 2018 году. Новый промысел на Тутуясском участке появится не ранее 2020 года.

Таким образом, в 2010 году закончен первый этап Кемеровского проекта, включающий поисково-разведочные работы в пределах первоочередных площадей и начало пробной эксплуатации скважин. В 2013 году практически завершился второй этап, с началом поисково-оценочных работ на других площадях. В 2008–2013 годах в разведку было вложено 5,33 млрд рублей, в следующем

ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ УЧАСТКИ ЛИЦЕНЗИОННОЙ ПЛОЩАДИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КУЗНЕЦК»

Участок	Размер, км ²	Ресурсы (запасы), млрд м ³	Стадия работ
Талдинское месторождение	1,6	74,2 (C ₁ +C ₂)	Опытно-промышленная добыча
Нарыкско-Осташкинская площадь	141,5	300–918	Разведочный этап
Тутуяская площадь	1 087,0	250	Подготовка к поисково-оценочному этапу
Чалтосский участок	39,9		Поисково-оценочный этап

периоде до 2016 года планируется вложить еще 5 млрд рублей.

На очереди третий этап работ, с выходом на промышленную добычу на первоочередных площадях и с ежегодным вводом по 128 эксплуатационных скважин. Общее число запланированных эксплуатационных скважин должно быть доведено до 1655, а объемы добычи начиная с 2020 года — до 4 млрд м³ в год.

Утилизация газа

Газификация Кемеровской области не дотягивает до 2% при среднероссийском уровне 63%. Промышленность и энергетика области работают на угле, население обходится без газа. То небольшое количество газа, которое используется в области, завозится из соседних северных районов. Поэтому в перспективе, с выходом на стабильный уровень добычи 4 млрд м³ газа в год, предполагается покрыть собственным газом значительную часть газовых потребностей региона, которые оцениваются в 6–9 млрд м³ в год.

В настоящее время почти весь газ, получаемый в процессе пробной эксплуатации, используется в качестве автомобильного топлива и для выработки электроэнергии на газопоршневых электростанциях (ГПЭС). На Талдинском промысле в 2010–2011 годах установлены две ГПЭС мощностью 1,35 МВт и 1,063 МВт с выработкой 40 МВт в сутки электроэнергии. Еще две ГПЭС мощностью 2,126 МВт введены в 2012 году на Нарыкско-Осташкинской площади.

Вырабатываемая электроэнергия в основном используется для промысловых нужд, но также подается в региональную сеть для снабжения потребителей соседних горнодобывающих предприятий и населенных пунктов. Так, в конце прошлого года ООО «Газпром добыча Кузнецк» и ОАО «Кузбассэнергосбыт», основной поставщик электроэнергии на территории Кемеровской области, заключили договор на продажу электроэнергии, произведенной из метана на одной из ГПЭС, расположенной рядом с Талдинским промыслом.

При мощности электростанции 1,35 МВт 400 кВт идет на собственные нужды для электроснабжения Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадей, а остальные 950 кВт направляются в региональную сеть. С начала работы генерирующих систем выработано 24 504 МВт*ч энергии.

Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АНГКС Би «Метан») управляют газом 114 единиц автотранспорта, переведенных на газомоторное топливо.

Есть и более амбициозные планы (скорее, мечты) на тот период, когда и если реализуется перспективная задача добывать по 18–21 млрд м³ метана в год. По данным СМИ, «Газпром» рассматривает возможность строительства завода по сжижению газа с возможностью его транспортировки в отдаленные районы Кемеровской области и в соседние регионы.

Но, может быть, самой важной задачей, которая решается в процессе извлечения метана до

Сырьевая база угольного метана в Кузнецком бассейне оценена до горизонта 2000 метров с постепенным нарастанием ресурсов с глубиной

начала добычи угля, является обеспечение безаварийной шахтной разработки. При среднем содержании метана в российских углях 45 м³ на тонну порог безопасной концентрации определен в 9 м³. Дегазацией при одновременной добыче метана и угля этот уровень не достигается, и опасность сохраняется. Специалисты считают, что отвод метана должен опережать разработку угольных горизонтов на несколько лет.

Не помешают ли санкции?

В декабре 2013 года было завершено строительство первых двух в России горизонтальных скважин по угольному пласту. В 2013 году опробована прогрессивная технология гибкой трубы и

Балансовые запасы Талдинского месторождения — 74,2 млрд м³, в 2013 году на двух промыслах добыто 7,35 млн м³, в 2020 году добыча составит 4 млрд м³ в год

впервые проведены ГРП с учетом технологических решений, направленных на повышение эффективности скважин и экологичности процесса. Эти и другие технологические инновации осуществляются ООО «Газпром добыча Кузнецк» с участием иностранных компаний и зарубежных технологий.

Австралийская компания Mitchel оказывает услуги по инжинирингу в области добычи метана по направлениям исследований пластов, разработке конфигураций скважин, расчету ожидаемых дебитов, определению продуктивных интервалов и их перфорации. Канадская компания Tri-sap обеспечивает консалтинг в области дизайна трещин гидроразрыва пласта (ГРП) и выполне-

ДОБЫЧА УГОЛЬНОГО МЕТАНА В РОССИИ, МЛН М³

	Добыча '2013	С начала добычи	Число скважин	Добыча '2014 (I полугодие)
Всего	7,35	25,4	33	6,0
Талдинская площадь	2,83	16,0		
Нарыкско-Осташкинская площадь	4,52	9,4		

ние ГРП с помощью своего оборудования и специалистов.

Другая канадская сервисная компания, «Нью-тех», которая зарегистрирована и расположена в Кемерово, выиграла тендер на услуги в области ГРП на следующих разведочных скважинах на Нарыкско-Осташкинской площади и предполагала принять участие в конкурсах на бурение скважин. Для решения задач навигации горизонтально-направленных скважин привлечена также американская Halliburton.

Как известно, санкции Европы и США в отношении нефтегазовой отрасли касаются услуг и оборудования для освоения нетрадиционных ресурсов. Угольную отрасль напрямую санкции не затрагивают, но специфика добычи метана из угольных пластов, безусловно, может быть подведена под категорию разработки газа из нетрадиционных залежей.

Как сообщает «Коммерсантъ», в Кемеровской области из-за санкций США уже пострадал один проект, связанный с углем. ООО «Каракан Инвест» готовилось к строительству предприятия по глубокой переработке угля и производству синте-

тической нефти и газа на базе сырья, добываемого на принадлежащем компании разрезе Караканский-Западный.

По заключенному контракту с неназванной американской компанией предполагалась покупка технологии и оборудования для реализации проекта. Поставщик обязывался взять на себя монтаж и наладку оборудования, а также его эксплуа-

Добываемый метан используется для заправки автомобилей и выработки электроэнергии; инновации проходят с участием иностранных компаний

тацию в первые три года с последующей передачей заказчику. Но контракт оказался сорван, после того как американский Eximbank отказался страховать экспортные кредиты на эти поставки.

Сведений о том, что в развитии Кемеровского проекта возникли подобные трудности, пока нет, но в случае продолжения действия санкций трудно гарантировать, что они не появятся. ■

www.ngv.ru



С ВЕРТИКАЛЬЮ

ВЫ ВСЕГДА

НА ВЫСОТЕ

В каждом номере Вертикали — предложение оптимальных решений для вашего бизнеса с учетом актуального состояния нефтегазового комплекса

НЕФТЕ
ГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
ngv.ru

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ НА ШЕЛЬФЕ: ВИНЬЕТКА ЛОЖНОЙ СУТИ?

НАПРАСНЫЕ СЛОВА
Слова Л. РУВАЛЬСКОЙ Музыка Д. ТУХМАНОВА

Умеренно

Пле-сми-те кол-довств-ав в хру-сталь-ный мрак бо-ка-ла.
В рас-плав-лен-ных све-чах
мер-ца-ют зер-ка-ла. На-прас-ны-е сло-ва
вы-дох-ну ус-га-но. У-же по-гас о-чаг,
я но-вый не зажг-ла. На-прас-ны-е сло-ва,
винь-ет-ка лож-ной су-ти, на-прас-ны-е сло-ва.

В результате введения западных санкций самой пострадавшей сферой российской экономики может оказаться шельфовая добыча. Проекты, уже реализованные в акватории российских морей, на 50–70% опираются на использование зарубежных технологий, оборудования, сервисных услуг и построенного за границей морского транспорта. А доля, остающаяся отечественным предприятиям, как правило, приходится на изготовление бетонных оснований, верхних строений платформ и прочих относительно низкотехнологичных изделий. Есть ли возможность изменить эту ситуацию? Участники конференции «Подряды на нефтегазовом шельфе», прошедшей недавно в Москве, в целом были настроены достаточно оптимистично. Но сквозь стройный хор речей за здоровье все же прорывались отчетливые нотки за упокой. Да, отечественное машиностроение обладает определенным потенциалом, позволяющим локализовать производство некоторых видов оборудования. Но есть и ряд технологий, по которым создание российских аналогов в обозримой перспективе маловероятно. К тому же вопрос импортозамещения не только технологический, но и во многом экономический. Ведь выпуск нескольких комплектов оборудования для ограниченного числа российских шельфовых проектов — дело достаточно дорогое. И отечественные предприятия не способны конкурировать по цене с

зарубежными корпорациями, которые, работая по

всему миру, могут снижать издержки за счет эффекта масштаба.

Кроме того, ни одна российская компания пока не способна взять на себя роль системного интегратора, обеспечивающего полный цикл строительства морских объектов. На Западе создание подобных структур заняло десятилетия, потребовал формирования мощной научно-технологической базы, глобальной сети производства комплектующих, высокого кадрового потенциала.

Российские власти в лице Минпромторга вроде бы всерьез настроены стимулировать импортозамещение. Но предпринимаемые ими меры не выдерживают критики. В частности, попытки требовать от предприятий, получающих госфинансирование на проведение НИОКР, гарантий сбыта еще даже не сконструированного оборудования кажутся участникам рынка абсурдными.

Впрочем, чего можно ждать от правительства, если даже две госкомпании, действующие на шельфе, не могут договориться между собой. «Газпром» и «Роснефть» окружили сферу морских разработок завесой секретности и пытаются «поделить на двоих» и без того не слишком мощную отечественную отраслевую науку...

На что надеяться в такой ситуации? Разве на то, что санкции не вечны? Но и их отмена еще ничего нам не гарантирует...

В 2014 году Россия в очередной раз подтвердила свои планы по широкомасштабному освоению углеводородных ресурсов шельфа. Согласно обсуждаемому проекту ЭС '2035, доля Арктики в общей структуре российской нефтедобычи может достичь к указанному году 5%, а в природном газе — 10%.

Прошедший год ознаменовался рядом достижений в сфере разведки и разработки шельфа. Так, «Газпром нефть» начала отгрузку нефти с платформы «Приразломная», а также приступила к бурению новой разведочной скважины на Долгинском месторождении на шельфе Печорского моря.

«Газпром» завершает корректировку программы освоения углеводородов на шельфе РФ на период до 2035 года.

«Роснефть» в 2014 году провела ГРП на 24 лицензионных участках в масштабах, значительно превышающих лицензионные обязательства. Так, объем сейсморазведочных исследований 2D составил 31503 пог. км, 3D — 12939 км². Также была выполнена аэрогравиманито-

разведка в объеме 225006 пог. км, электроразведка — 1300 пог. км. Были пробурены две поисковые и одна разведочная скважины, осуществлены инженерно-геологические исследования в целях подготовки бурения еще на четырех площадках. Состоялись четыре геологические полевые экспедиции.

В 2014 году был осуществлен большой объем работ на шельфе, но дело импортозамещения практически не сдвинулось с мертвой точки

Кроме того, «Роснефть» и ExxonMobil завершили доставку и установку крупнейшей в мире нефтедобывающей платформы «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги проекта «Сахалин-1».

Но за прошлый год не удалось достичь главного — сделать шельфовые проекты подлинно российскими, не только по территории осуществления, но и по набору применяемых технологий и оборудования. А это означает, что дальнейшие

СНАЧАЛА СТРОИМ, ПОТОМ ЛОКАЛИЗУЕМ

Примерно аналогичная картина сложилась и с первым российским добычным проектом в Арктике — освоением месторождения Приразломное. Хотя разработка и строительство одноименной платформы велись в РФ, доля участия отечественных предприятий в проекте оказалась не столь велика.

Напомним, сооружение «Приразломной» на заводе «Севмаш» было завершено в ноябре 2010 года, после чего она была отбуксирована в Мурманск для бетонирования. В августе 2011 года платформа была установлена на месторождении, в декабре 2013 года была начата добыча, а в апреле 2014 года состоялась отгрузка первой партии арктической нефти. На начало декабря 2014 года было извлечено из недр и отгружено уже более 200 тыс. тонн сырья.

Расчетный срок эксплуатации платформы — более 25 лет. По его истечении она может быть использована в качестве хранилища нефти и отгрузочного терминала для других месторождений, расположенных на шельфе Северного Ледовитого океана.

Как отметил в ходе конференции начальник отдела ООО «Газпром нефть шельф» Леонид Шумаков, «Приразломная» конструктивно состоит из двух частей — опорного основания (кессон) и верхнего строения. Кессон представляет собой стальную конструкцию, пространство между стенками которой заполнено бетоном. Внутри кессона располагается 16 танков-хранилищ для нефти, дизельного топлива и балластной воды.

Верхнее строение — это шесть основных комплексов, где размещаются буровое, технологическое, энергетическое оборудование, комплекс жизнеобеспечения, жилой модуль на 200 человек, системы противопожарной защиты, аварийно-спасательное оборудование, а также автоматизированная система управления безопасностью.

Платформа рассчитана на суровые природные условия, на диапазон температур от -40°C до +40°C. При ее изготовлении использованы специальные сплавы, устойчивые к низкой температуре и коррозии. Для защиты внешних и внутренних конструкций от высокой влажности и агрессивной морской среды нанесены специальные лакокрасочные покрытия, применены системы катодной и анодной защиты.

На платформе установлено новейшее оборудование, обеспечивающее безопасность работ. Это станции геолого-технического контроля, позволяющие следить за состоянием скважин в режиме реального времени, устройства для герметизации устья скважин и предотвращения открытого фонтанирования нефти. Скважины оснащаются дистанционно управляемой фонтанной арматурой. Создана система нулевого сброса, исключающая попадание в море отходов бурения. Закуплена самая современная техника для ликвидации разливов нефти. Основная часть этого современного оборудования произведена опять-таки за рубежом.

Часть судов, используемых для круглогодичного обслуживания «Приразломной», тоже иностранного происхождения. Так, специально для данного проекта было построено два многофункциональных судна снабжения ледового класса — «Владислав Стрижов» и «Юрий Топчиев». Их корпуса были изготовлены на Украине, а комплектация осуществлялась в Норвегии. Они рассчитаны на работу в условиях повышенных ледовых нагрузок и должны обеспечивать загрузку челночных танкеров. Кроме того, они являются носителями комплексов аварийного нефтесборного оборудования.



Правда, на Адмиралтейских верфях в Петербурге было построено два челночных танкера — «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров». Они также имеют усиленный ледовый класс и оборудованы системой динамического позиционирования, которое позволяет проводить бесконтактную швартовку перед началом отгрузки нефти с платформы. Кроме того, они оснащены вертолетными площадками.

Можно сказать, что проекту освоения Приразломного повезло — закупки технологий и иностранного оборудования были осуществлены еще до введения санкций. Но тут все равно возникает риск — угроза прерывания поставок запчастей и расходных материалов.

Как отмечают представители «Газпром нефти», пока он не велик — ни один из зарубежных контрагентов еще не отказался от снабжения платформы, хотя появились задержки по срокам (но не факт, что это связано именно с санкциями). Кроме того, при закупке оборудования обязательным требованием была поставка запчастей на два года эксплуатации. Так что пока есть временной запас, чтобы найти отечественные аналоги.

И «Газпром нефть» уже начала эту работу. В 2014 году были подобраны и успешно применены отечественные образцы электродвигателей, резинотехнических изделий, а также электротехнических комплектующих. На 2015 год запланировано проведение опытно-промышленных испытаний трубной продукции, внутрискважинного и устьевого оборудования, фильтрационных элементов, а также химреагентов для добычи нефти. Уже состоялись встречи с потенциальными российскими поставщиками электротехники, труб, арматуры. Однако компания не собирается на этом останавливаться.

«На текущий момент оборудование еще новое и находится в хорошем состоянии. Но в момент плановой замены или капитального ремонта мы хотим иметь возможность установить отечественные аналоги. И нам хотелось бы видеть активную позицию отечественных производителей оборудования в этом вопросе. На МЛСП установлено не уникальное оборудование, характеристики его всем известны и подобрать для него отечественные аналоги возможно», — отмечает Л.Шумаков.

Такое «импортозамещение на ходу», конечно, поможет отечественным машиностроителям адаптироваться к специфике шельфовых проектов. Но возможно ли полное тиражирование «Приразломной» собственными силами в рамках последующих проектов на шельфе? Это вызывает большие сомнения. Как уже отмечалось, набор использованных уникальных технологий весьма велик — от сверхсовременных систем безопасности до специальных сплавов и красок.

И российские заводы даже при всем желании не смогут заменить все зарубежные материалы и комплектующие на «доморощенную» продукцию. В этом случае пришлось бы поднимать по цепочке всю отечественную промышленность. А в условиях санкций и экономического кризиса реальных возможностей для этого практически нет.

планы оказываются под большой угрозой из-за введения западных санкций.

По расчетам Московского центра международной торговли, на долю стран, которые ограничили свой экспорт нефтегазового оборудования в РФ, приходится 68% поставок. В том числе на США — 16%, Германию — 12%, Канаду — 6%. Кроме оборудования, проблема эмбарго коснулась и программного обеспечения, для которого доля импорта превышает 90%. Как это отразится на уже начатых и перспективных морских проектах?

Северный Каспий: импортозамещение наполовину

Проекты на российском шельфе, реализованные в последние годы, позволили получить бесценный опыт в данной сфере. Но одновременно они выявили основные риски и слабые места, связанные с технологической зависимостью от Запада. Об этом в ходе конференции рассказали представители ВИНК, осуществляющих разработку шельфовых месторождений.

Так, менеджер управления морских нефтегазовых проектов ОАО «ЛУКОЙЛ» Кирилл Кочергин сообщил о ходе работ на Северном Каспии. Этот регион сравним по своим природно-климатическим условиям с морями Арктического бассейна и поэтому может служить полигоном для отработ-

ки технологий шельфовой добычи и транспортировки сырья.

ЛУКОЙЛ планирует строительство на Северном Каспии 24 ледостойких стационарных платформ общей массой более 200 тыс. тонн. Также

Более 50% оборудования, используемого на Северном Каспии, зарубежного производства. На долю россиян остаются наиболее низкотехнологичные заказы

предстоит проложить более 1500 км трубопроводов, в том числе около 1 тыс. км подводных. В 2009 году было завершено сооружение объектов первой очереди обустройства месторождения им. Ю.Корчагина. В 2010 году на нем началась промышленная добыча нефти.

«Газпром нефть» намерена локализовать «Приразломную» — иностранное оборудование будет постепенно заменяться российским

Планируется, что ее объемы достигнут 2,3 млн тонн в год. На расстоянии 58 км южнее месторождения в безледовой зоне установлен морской перегрузочный комплекс, состоящий из точечно-

го причала и плавучего нефтехранилища. Нефть на него подается по подводному трубопроводу, а затем вывозится челночными танкерами в порт Махачкалы.

Следующее месторождение, им. В.Филановского, будет обустриваться в три очереди. Первая включает в себя монтаж ледостойкой стационарной платформы (ЛСП-1), платформы жилого модуля (ПЖМ-1), центрально-технологической платформы и райзерного блока. Работы начались в 2012 году, а летом 2014 года были установлены верхние строения всех платформ и завершено строительство подводных трубопроводов.

Вторая очередь предполагает сооружение ЛСП-2 и ПЖМ-2, а также прокладку трубопроводов до месторождения им. Корчагина и силового кабеля. Третья — строительство блок-кондуктора и промышленных трубопроводов. Разбуривание скважин на блок-кондукторе будет выполняться самоподъемной буровой установкой. Начало добычи запланировано на 2015 год, ее максимальный уровень составит 6 млн тонн в год.

По остальным месторождениям пока лишь разрабатывается предпроектная документация.

Что дают эти проекты отечественному машиностроению и насколько в их рамках удалось обеспечить импортозамещение? Как уже рассказывала «Вертикаль» (см. «*Отечественный нефтесервис немножко доработанный напильником...*», НГВ-ТЕХНОЛОГИИ, пилотный #02), доля зарубежного оборудования, используемого при обустройстве месторождения им. Филановского, достигает 50% от общей стоимости.

Причем на долю российских предприятий остаются в основном такие относительно простые заказы, как сооружение опорных конструкций и верхних строений. А вот «начинка» платформ преимущественно иностранная. И найти отечественную замену будет непросто.

Так, российский центробежный насос для поддержания пластового давления вдвое больше по габаритам, тяжелее на 25%, имеет межремонтный пробег в два-три раза ниже, а расход электроэнергии на 10% больше по сравнению с импортными аналогами.

Для обеспечения северо-каспийских проектов морским транспортом отечественного судостроительного потенциала также не хватило. Так, по заказу ЛУКОЙЛа была построена многофункциональная баржа грузоподъемностью 14 тыс. тонн. Она может не только доставлять грузы, но и вести монтаж верхних строений платформ и переходных мостов, а также осуществлять забивку свай (для этого баржа оснащена краном грузоподъемностью 400 тонн).

Но строительство этой уникальной баржи велось не на отечественных верфях, а за рубежом — два полукорпуса были изготовлены в Турции и состыкованы в Баку (хотя ранее планировалась сборка на одном из судостроительных предприятий Астрахани).

Значительная доля иностранных компаний и в строительных работах. Так, контракт на сооруже-

ние нефтепровода (124 км) и газопровода (134 км) от райзерного блока до береговой линии заключен с итальянской Saipem. Ибо лишь она располагает специализированными судами, способными работать на мелководье. Прокладку межпромысловых трубопроводов общей протяженностью 90 км также осуществит зарубежная компания — малайзийская Bumi Armada Berhad.

Уникальные суда для проектов на Северном Каспии и в Баренцевом море были построены на зарубежных верфях

Тем не менее, как подчеркивают представители ЛУКОЙЛа, в проектировании и строительстве объектов обустройства для месторождений Каспия приняли участие сотни научно-производственных, проектных, промышленных, транспортных, финансово-кредитных и сервисных компаний из

Необходимость перехода от «платформенных» технологий к подводным добычным комплексам обострит проблему импортозамещения

России. Это позволило создать ряд технологий и оборудование, которые могут быть впоследствии использованы и при покорении Арктики.

Эффективное импортозамещение невозможно без создания системного интегратора, но ни одна наша компания не способна взять на себя его функции

В районе поселка Ильинка была создана монтажно-сборочная площадка, на которой велось сооружение центральной технологической платформы. Она оборудована причалом, при помощи которого собранные конструкции массой до 15 тыс. тонн могут грузиться на баржи и отправляться на место установки. Площадка была построена силами российского подрядчика — ОАО «Глобалстрой-Инжиниринг» — с использованием материалов и оборудования отечественного производства.

«Газпром» не готов стать главным действующим лицом процесса локализации, он предпочитает ограничиваться ролью заказчика и покупателя

Трубы также будут российские. Волжский трубный завод изготовил порядка 60 тыс. тонн труб для газопровода, а Челябинский трубный завод — 27 тыс. тонн для нефтепровода. Специально для обеспечения проектов на Северном Каспии ООО «Балластные трубопроводы СВАП» запустило в 2012 году в Астрахани завод по нанесению на трубы утяжеляющего защитного бетонного покрытия и изоляции.

МИНПРОМТОРГ СПЕШИТ НА ПОМОЩЬ

Говоря о необходимости создания системного интегратора, участники конференции подчеркивали особую роль государства в данном процессе. Но будет ли оно заниматься этими проблемами? Пока что государственные меры поддержки импортозамещения в сфере освоения шельфа достаточно осторожны.

Заместитель директора департамента Минпромторга Олег Токарев напомнил, что 3 ноября 2014 года был утвержден план мероприятий по импортозамещению в ТЭК. Минпромторг совместно с Минэнерго и нефтегазовыми компаниями выделил наиболее критичные технологии и виды импортного оборудования, которые необходимо заместить отечественными. В перечень вошли технологии горизонтально-направленного бурения, гидроразрыва пласта, программное обеспечение, электронно-компонентная база. Уже ведется работа по ряду направлений, например, по созданию буровых комплексов по резке боковых стволов.

Для синхронизации программы развития нефтегазовых компаний и производителей оборудования на базе Минпромторга будет сформирована межведомственная и межотраслевая рабочая группа.

В целях финансирования «шельфового импортозамещения» предполагается использовать средства федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники на период до 2016 года». А для наиболее актуальных задач, без решения которых производство энергоресурсов может в ближайшее время вообще остановиться, будут задействованы средства Российского фонда технологического развития. Он ранее находился в ведении Минобрнауки, но в 2014 году был передан Минпромторгу.

Как же собираются догонять Запад? По сути, государство предлагает игрокам отрасли лишь два стимулирующих механизма: субсидирование процентной ставки на осуществление импортозамещающих проектов и возмещение затрат на НИОКР. В 2014 году был проведен отбор приоритетных технологических направлений и уже заключены первые контракты на выполнение работ.

Но при этом от компаний, получающих господдержку, требуют так называемый комплексный инвестиционный проект. «Чтобы не было такого: НИОКР проведен, создали какую-то «железку», которая потом годами пылится на складе», — поясняет О.Токарев. Как отмечали участники конференции, подобная «оговорка» практически сводит на нет весь энтузиазм Минпромторга.

Действительно, как разработчик технологии или оборудования для морской добычи может гарантировать государству то, что его еще даже не спроектированную продукцию впоследствии купят «Газпром» или «Роснефть»? Представитель Минпромторга признал, что это пока не решенный вопрос...

Минпромторг обещает в кратчайшие сроки справиться и с еще одной застарелой проблемой — созданием национальных стандартов на нефтегазовое оборудование. Ведь сегодня в сфере морской нефтедобычи преобладают западные стандарты, что затрудняет доступ к тендерам отечественных предприятий, не владеющих ими в полной мере.

Хотя, с другой стороны, если мы в перспективе надеемся на появление собственного интегратора, работающего по всему миру, то надо ли ускоренными темпами возводить «забор стандартов» между Россией и остальным миром? Если завтра через такой забор с трудом будут перелезть западные технологии и оборудование, то послезавтра, возможно, отечественным компаниям придется самим перелезть через него в обратную сторону...

Но достаточно ли такого потенциала для осуществления дальнейших проектов на Северном Каспии? Хотя иностранные санкции де-юре не затрагивают акваторию этого «внутреннего озера», на фоне общего обострения отношений с Западом, падения цен на нефть и курса рубля долю российского оборудования в любом случае надо повышать. Но, судя по высказываниям представителей ЛУКОЙЛа, реальных перспектив этого пока не просматривается.

Кто пойдет на дно?

Обеспечение импортозамещения на шельфе может быть затруднено еще и в связи с тем, что освоение ряда новых месторождений предполагает использование технологий нового поколения — подводных добычных комплексов (ПДК). И здесь опыт, накопленный на Северном Каспии и в Баренцевом море, уже не спасет.

Первый ПДК в России начал функционировать осенью 2013 года на Кириновском месторождении

на шельфе Сахалина. Это было воспринято как большой технологический прорыв отечественной газовой отрасли — недаром командой на первый пуск газа дал сам Владимир Путин. Но в основе этого достижения «Газпрома» лежат все же западные технологии, предоставленные компания-

Минпромторг предлагает лишь две меры стимулирования импортозамещения: возмещение затрат на НИОКР и финансирование процентной ставки

ми FMC Technologies (США) и FMC Kongsberg Subsea AS (Норвегия).

В ближайшие годы, вероятно, возникнет необходимость создания новых ПДК. Как отмечает начальник управления техники и технологий разработки морских месторождений ОАО «Газпром» Вадим Петренко, в активной фазе концептуального проектирования находится Южно-Ки-

ринское месторождение. По предварительным расчетам, оно должно разрабатываться 22 подводными скважинами и по той же концепции, что и Киринское.

Использование подводных комплексов планируется и при разработке трех месторождений в Арктике — Штокмановского, Русановского и Ленинградского. Все они расположены на небольших глубинах, что затрудняет установку стационарных платформ. А их удаленность от берега не позволяет доставлять достаточной электроэнергии для обеспечения крупных надводных сооружений.

Для создания отечественных ПДК необходимо локализовать производство широкой гаммы оборудования: фонтанной арматуры, систем управления, донных и опорных плит, манифольдов, шлангокабелей.

Часть шельфовых месторождений придется осваивать комбинированным подводно-надводным способом. В этом случае помимо ПДК потребуются также целый комплекс бурового и технологического оборудования, размещаемого на стационарных и плавучих платформах. В том числе, такое высокотехнологичное и дорогое, как турельные системы удержания морских буровых судов. Они сегодня производятся всего несколькими компаниями в мире. И войти в эту «элиту» отечественным заводам будет крайне сложно.

Как подчеркивает представитель «Газпрома», на сегодняшний день около 80% оборудования морских платформ комплектуется зарубежными поставщиками. Основные сервисные услуги при строительстве скважин на шельфе также предоставляют иностранные корпорации: Schlumberger, Halliburton, Weatherford. Важнейшей составляющей любого проекта является программное обеспечение. Но пока что российские компании вынуждены приобретать его у зарубежных разработчиков ввиду отсутствия отечественных аналогов.

Так же как и на Северном Каспии, и в Баренцевом море, на шельфе Сахалина существует проблема с импортозамещением при создании морских судов. Сейчас в распоряжении «Газпрома» в данной акватории два транспортно-буксирных, два многофункциональных ледовых, одно исследовательское и одно крановое судно. Кроме того, по заказу корпорации строятся суда ледового класса на Амурском судостроительном заводе.

Но, как подчеркивает В.Петренко, значительная часть судового оборудования и механизмов произведена за рубежом. Поэтому в условиях экономических санкций встает вопрос их своевременного и качественного ремонта, обслуживания и обеспечения расходными материалами. В связи с этим «Газпром» намерен провести ревизию технологических проектов по созданию судов и морской техники на предмет импортозамещения.

Теоретически российская промышленность могла бы справиться со всеми перечисленными задачами — от строительства новых судов до создания нового поколения платформ и ПДК. «Газпром» уже активно работает в этом направлении совместно с заводами Воронежского нефтегазо-

вого кластера, промышленными активами Газпромбанка, предприятиями Северо-Западного региона, Урала и т.д.

Но, как подчеркивает В.Петренко, эффективное импортозамещение невозможно без формирования интегрированного поставщика. Он должен поставлять заказчику полный комплекс оборудования для обустройства подводного промысла, участвовать в его монтаже и осуществлять сервисное обслуживание и ремонт.

Инициативы Минпромторга неприменимы на практике, так как получить 100%-ные гарантии успешности НИОКР невозможно в принципе

Например, применительно к созданию ПДК это означает, что одна компания должна поставлять весь набор оборудования: фонтанную арматуру, подводные насосы, сепараторы, коннекторы. Она же обязана обеспечить подачу электроэнергии до фонтанной арматуры, предоставить программное обеспечение, установить системы безопасности и т.д.

Создание национальных стандартов шельфового оборудования может стать препятствием для выхода отечественных предприятий на внешние рынки

Конечно, компания производит всю гамму оборудования не самостоятельно, а с помощью завод-подрядчиков, но она обеспечивает его полную интеграцию. Такая компания должна иметь собственную базу прикладной науки, чтобы адаптировать оборудование к особенностям того или иного участка шельфа, учитывать дебиты месторождений, состав пластовой жидкости и т.п.

Отсутствии единой вертикально интегрированной структуры научных разработок является главной причиной отставания России в сфере технологий

Современный интегратор должен иметь компьютерную базу данных, которая позволяет отслеживать режимы функционирования подводной фонтанной арматуры по всему миру и при необходимости вносить коррективы. Иными словами, компания-интегратор способна сформировать для каждого проекта максимально эффективное, дешевое и надежное предложение.

Возможно ли появление такого интегратора в России? Однозначно нет. И не только из-за технологической отсталости отечественной промышленности. Дело в том, что такая корпорация априори не может существовать на национальном уровне, она должна быть глобальной. Создать идеального интегратора, рассчитанного на по-

ставку трех-четырёх (или пусть даже десяти) комплектов оборудования для отечественного шельфа, невозможно. Именно эффект масштаба помогает добиться наивысшего технологического уровня при низких издержках. Это универсальный экономический закон, который не в силах обойти и нефтегазовый комплекс.

Ведь недаром сегодня в мире существует всего четыре корпорации, выполняющие функции интеграторов, то есть гораздо меньше, чем крупных нефтедобывающих государств... И надеяться на то, что какая-либо российская компания вдруг станет пятой, — бессмысленно. Для этого она должна была бы выйти на международный уровень, войти в шельфовые проекты по всему миру. А ведь пока не хватает сил и на то, чтобы справиться с собственными.

Как отмечали участники конференции, единственный возможный путь создания в перспективе такого российского интегратора — выращивание его под крылом «Газпрома». Благо что компания давно уже приобрела международный статус и работает во многих зарубежных странах. Но концерн не стремится взять на себя такую функцию. Его представители прямо обозначили свою позицию: «Мы не проектанты, а покупатели...»

Иными словами, опора на собственные силы — дело, конечно, хорошее. Но импортозамещение, придав импульс развитию отечественного машиностроения, все равно неизбежно приведет к снижению экономической эффективности и технологического уровня отечественных шельфовых проектов. А в условиях падения цен на углеводороды и обострения конкуренции между поставщиками это может оказаться роковым фактором.

Наука одна на всех

Одной из важнейших проблем, фактически сводящей на нет все усилия по импортозамещению на шельфе, может стать несогласованность действий важнейших игроков — «Газпрома» и «Роснефти». Как отмечает директор центра «Морские нефтегазовые месторождения» ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Марат Мансуров, сегодня каждая компания скрывает свой потенциал и реализует научно-технические проекты исключительно под себя. В результате новые технологии разрабатываются втихую. «Хотя что делить в науке? Истина ведь одна на всех», — сетует М.Мансуров.

Не удается договориться даже о том, чтобы совместно перенимать западный опыт. К примеру, «Газпром ВНИИГАЗ» уже пять лет продвигает идею создания СП с шотландской компанией Wood Group PSN, дочерняя структура которой (ООО «ПСН Евразия») являлась системным интегратором для «Сахалина-2». Это позволило бы получить уникальный опыт инжиниринга в рамках морских проектов. Объекты «Сахалина-2» могли бы стать базой подготовки широкого спектра специалистов для работы на платформах, СПГ-заводах и т.д. Но отечественным государственным гигантам это оказалось неинтересно...

Для того чтобы обеспечить реальное импортозамещение, надо выстраивать общегосударственную вертикаль научно-технических исследований и разработок. М.Мансуров напоминает, что во времена СССР в каждом НГДУ был центр научно-исследовательских и проектных работ (ЦНИПР). Кроме того, в системе нефтяной промышленности существовало порядка 30 региональных институтов. Это позволяло разрабатывать для каждого месторождения свои индивидуальные технологии (пусть и на основе типовых) и свои режимы эксплуатации.

«Газпром» и «Роснефть» не могут поделить науку, предпочитая вести исследования «втихую» и в своих узкокорпоративных интересах

К началу 1990-х годов страна подошла с неплохой научно-технической базой, в том числе и в сфере шельфовых разработок. Она располагала уникальными морскими судами, а также приступила к созданию собственных программных комплексов. Но весь этот задел был загублен в 1990–2000-е годы, чему немало способствовали высокие цены на нефть — было проще купить зарубежную технологию, чем создавать свою.

Те же «Газпром» и «Роснефть» урезали свои затраты на науку, в то время как ведущие зарубежные корпорации их постоянно наращивали. Теперь же за это приходится расплачиваться и галопом наверстывать упущенное.

Импортозамещение — это всерьез и надолго или всего лишь временная «заплатка» на период санкций?

Как преодолеть разобщенность нефтепользователей и восстановить единую вертикаль научно-технической деятельности? Президент Союза производителей нефтегазового оборудования Александр Романихин выдвигает идею создания внебюджетного фонда, который позволил бы консолидировать деньги нефтегазового комплекса в интересах импортозамещения.

Однако создается впечатление, что пока ни федеральные власти, ни ведущие нефтепользователи не готовы к серьезным шагам в этом направлении. Они больше сосредоточены на решении локальных и сиюминутных задач — как не допустить остановки работы уже существующих платформ и, в лучшем случае, обеспечить технологиями и оборудованием ближайшие морские проекты.

Такая краткосрочная стратегия не имеет продолжения и обречена на провал. Но сколь реальна долгосрочная, когда Россия обзаводится всем необходимым спектром собственных нефтегазовых технологий? Оптимистичного ответа пока нет и в нынешних экономических реалиях не предвидится. До «твердой четверки» нам даже отмены санкций не хватит?.. ■

РЫНОК И САНКЦИИ ДАЮТ РОССИИ ШАНС... ВЗГЛЯД ОПТИМИСТА

Повлияют ли санкции США и Евросоюза на темпы освоения арктического шельфа России? Безусловно. Но драматизировать ситуацию нет причин.

Берега России омываются 12 морями, принадлежащими бассейнам трех океанов — Атлантического, Северного Ледовитого, Тихого, и бессточным Каспийским морем. И практически на половине шельфа российских морей работы велись, ведутся и будут вестись, хотя ли этого американцы и наши европейские партнеры или нет. Пусть в не столь больших масштабах, как хотелось бы, но и Москва не сразу строилась.

Да и есть ли смысл разрабатывать шельфовые месторождения сейчас, когда цены на нефть рухнули и в этих условиях арктическая добыча становится нерентабельной? Слава богу, у России и на континенте есть еще и нефть, и газ. Сам рынок нефти и санкции западных стран дают России время и шанс на то, чтобы ликвидировать технологическое отставание и наладить выпуск морской добычной техники.

Да, арктический шельф богат запасами углеводородного сырья, но добывать его сложно и дорого. Санкции против России и ее компаний, безусловно, приведут к корректировке сроков реализации шельфовых проектов, считает заместитель директора по науке Института проблем нефти и газа РАН Василий Богоявленский: «Без сомнения произойдет и коррекция, и задержка всех морских, особенно арктических проектов. И, я скажу, слава богу, потому что

решение одной скважины, четвертой по счету, глубиной 3,5 тыс. метров, и проведение полного комплекса ее геологических исследований.

Извлекаемые запасы месторождения оцениваются более чем в 200 млн тонн н.э. Полученные результаты позволят сформировать дальнейшую программу изучения месторождения и подготовиться к разведочному бурению в межледовые периоды ближайших лет. Бурение и испытание скважины в 2014 году было выполнено при помощи СПБУ GSP Saturn, которая находится в настоящее время у причалов Мурманска.

На шельфе Сахалина продолжались буровые работы компанией «Газфлот» по заказу ООО «Газпром добыча шельф». В этих целях использовались ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние».

При освоении Киринского месторождения впервые на российском шельфе применена технология подводной добычи газа, обеспечивающая его передачу от скважин непосредственно на берег без каких-либо надводных конструкций. Такая технология позволит добывать углеводороды даже подо льдом и обеспечит минимальное воздействие на окружающую среду.

Для строительства объектов берегового технологического комплекса использовались в основном российские технологии. Отечественными компаниями спроектировано и произведено сложное технологическое оборудование для обеспечения бесперебойной работы подводного добычного комплекса. Установка по подготовке газа и газового конденсата также укомплектована оборудованием отечественных производителей. В настоящее время на Киринском месторождении будет построено семь добычных скважин.

На шельфе Сахалина и «Роснефтью» велись буровые работы. Здесь компания использует как береговые, так и морские буровые. Наземная БУ «Ястреб» является одной из самых мощных в

Шельфовыми проектами занимаются «Газпром» и «Роснефть», но лидером буровых работ и обустройства месторождений стал ЛУКОЙЛ на Каспии и Балтике

нет никакой гонки у нас. Все равно проекты арктические отдачу дадут, но на их ввод в разработку потребуются минимум от 15 лет».

Буровой сезон '2014 был удачным

В 2014 году буровые работы велись «Роснефтью» на шельфе Карского моря, где было открыто месторождение Победа Баренцева моря,

«Арктическая» предназначена для бурения до 12 разведочных и эксплуатационных скважин глубиной до 6500 метров при глубине моря от 7 до 100 метров

где «Газпром нефть» продолжает нефтедобычу на Приразломном, «Газпромнефть-Сахалин» пробурил разведочную скважину на Долгинском месторождении. Программа работ предусматривала бу-



нефтегазовом комплексе и позволяет бурить скважины с отходом забоя от вертикали.

Но лидером в проведении буровых работ и обустройстве месторождений оказался ЛУКОЙЛ, работавший на шельфе Каспия и на Балтике. В отношении работ, которые выполняла СПБУ «Арктическая», принадлежащая ООО «Газфлот», по заказу НК «ЛУКОЙЛ», следует остановиться особо.

Платформы на работе

В середине апреля «Арктическая» с помощью судна «Траншельф» отправилась из Мурманска на Балтику, с тем чтобы построить и испытать две разведочные скважины. Сейчас строится третья, которая предположительно будет завершена в январе, и начнется бурение четвертой скважины. В среднем на строительство и испытание скважины у специалистов СПБУ уходило полтора месяца.

Конечно же, начальный этап буровых работ был непростым. Ведь персонал на этой СПБУ приступал к работе впервые после ее ввода в строй. Но через короткое время все работы выполнялись в срок и с высоким качеством, на профессиональном уровне. Да и техника, сработанная северодвинскими кораблями судоремонтного завода «Звездочка», показала себя с лучшей стороны.

На выбор ЛУКОЙЛом в качестве подрядчика ООО «Газфлот», безусловно, повлияло то, что мало кто не то что в России, но и в мире имеет такой опыт работы на арктическом шельфе, где условия работы намного сложнее, чем на Балтике. Кроме этого, ЛУКОЙЛ отличается жесткими требованиями к соблюдению экологической безопасности при проведении буровых работ. А на Балтике осо-

бо не забалуешь, здесь работы ведутся под недремлющим оком наших европейских соседей, ревностно относящихся к вопросам соблюдения экологических требований.

«Арктическая» предназначена для бурения до 12 разведочных и эксплуатационных скважин глубиной до 6500 метров при глубине моря от 7 до 100 метров. На ней обеспечен нулевой

На Балтике работы ведутся под недремлющим оком наших европейских соседей, ревностно относящихся к вопросам соблюдения экологических требований

сброс отходов в море. Станция сточных вод обеспечивает 100%-ную очистку и обеззараживание технических и фискальных вод. Оставшиеся твердые частицы собираются в специальную цистерну и сдаются на берег. На СПБУ имеют-

Две полупогружные буровые установки шестого поколения – «Полярная звезда» и «Северное сияние» – активно используются на шельфе Сахалина

ся цистерна сбора сточных буровых вод, цистерна сбора очищенных буровых вод, цистерна отработанного масла и контейнеры для вы буренной породы.

За все время буровых работ к ООО «Газфлот» претензий предъявлено не было.

Еще две полупогружные буровые установки шестого поколения «Полярная звезда» и «Север-



ное сияние», принадлежащие ООО «Газфлот», также не простаивали без работы. Обе активно используются на шельфе Сахалина. В 2014 году ППБУ «Полярная звезда» пробурила добычную скважину на Киринском месторождении, а ППБУ «Северное сияние» — разведочную на Южно-Киринском месторождении. Не останутся они без работы и в 2015 году.

Поработали на шельфе, правда, не России, а Вьетнама и наши буровики на СПБУ «Мурманская» в рамках контракта с СП «Вьетсовпетро», построив здесь несколько скважин и открыв ряд месторождений нефти. В феврале 2014 года они досрочно завершили бурение скважины глубиной 3339 метров, построив ее за 26 суток. Глубины очередных двух скважин составили 3803 метра и 3700 метров.

Хотя, конечно, такие объемы бурения оптимизма не внушают. По данным Союза нефтегазопромышленников, в советское время российские компании бурили 7,5 млн метров поисково-разведочных скважин в год, а сейчас — менее 1 млн.

Ныне же в мире в офшорном бурении задействовано 587 из 724 активных буровых платформ. Только в Мексиканском заливе работает 69 буровых платформ, в европейских водах и Средиземном море — 103, даже на африканском шельфе — 45, в то время как в Азии и Австралии — 106. Число российских платформ выглядит на этом фоне не очень убедительно при всей их уникальности.

В кооперации с иностранными компаниями

В мае 2005 года на территории Мурманской судовой верфи был открыт офис норвежской компа-

нии «Рейнертсен НВР». В том же году выполнен и первый крупный проект по сборке металлоконструкции весом 400 тонн для компании «Ста-тойл». Затем специалисты компании перешли к сборке модульных конструкций и эстакад для трубопроводов.

Поработали на шельфе, правда, не России, а Вьетнама, и наши буровики на СПБУ «Мурманская» в рамках контракта с СП «Вьетсовпетро»

В 2007 году была открыта производственная база на Абрам-Мысе. В Мурманске создавалось оборудование для шести норвежских шельфовых проектов: «Колснесс», «Осберг Д», «Тириханс», «Хемдал», «Морвин» и «Тролль». В 2008 году была отгружена подводная конструкция для защиты устья скважины месторождения Сигрид.

Именно на Абрам-Мысе собирался модуль весом 322 тонны для завода «Монгстад». На этом заводе будут отрабатываться новейшие технологии улавливания CO₂.

Вес же всех металлоконструкций для проекта «Монгстад», собранных на «Рейнертсен НВР» российскими рабочими составил 2200 тонн. Это 32 металлоконструкции из 40 необходимых для реализации проекта.

Сейчас вопрос в том, как быстро наша промышленность сможет начать реализацию новых проектов в Арктике без участия наших «друзей» из США и Европы

Наверное, стоит перенять опыт у норвежцев, хотя, учитывая участие этой страны в антироссийских санкциях, следует сделать разворот в сторону других партнеров.

С учетом того, что Россия реально приступит к масштабной добыче углеводородов в Арктике лет через 15, хочется верить, что к тому времени нам удастся наладить собственное производство добычной техники для работы на шельфе.

АСПО создало основу будущей платформы, строение доставлено и установлено на месторождение, начало бурения — лето 2015 года

А Норвегия? Через 15 лет объемы добычи нефти и газа в этой стране, за счет чего достигнут высокий уровень жизни населения, упадут. Они уже падают. И тогда эта страна сама предложит сотрудничество в освоении российского шельфа. Но захотим ли этого мы, памятуя то, как Норвегия в угоду США отказалась предоставить свою технику и технологии России, присоединившись к санкциям. Болгария уже поплатилась за свою недал-

МОЖЕМ, ЕСЛИ ЗАХОТИМ

Старшее поколение помнит мультфильм, в котором США и поддержавшие их страны, объявившие бойкот Олимпийским играм в Москве в 1980 году, были показаны в роли Бабы-яги, заявлявшей: «А Баба-яга против!» Ну и что? Олимпиада с блеском прошла. Да и до этого, и после нам не один раз объявляли бойкоты и санкции. Перестали поставлять трубы для нефте- и газопроводов — стали выпускать свои. Запретили поставлять в СССР газокompresсорные установки — научились делать сами. Выпускали мы и самоподъемные, и полупогружные буровые установки. И уникальные открытия на арктическом шельфе именно на них совершали.

У нашей страны были и есть технологии для шельфовой добычи, но их надо возродить. Конечно же, для этого потребуются время и производственные мощности. Но подвижки в положительную сторону имеются.

Корабелы «Севмашпредприятия» создали уникальную ледостойкую буровую платформу «Приразломная», их коллеги со «Звездочки» сдали «Арктическую». В Выборге создали основания для полупогружных буровых платформ «Полярная звезда» и «Северное сияние».

Собственно говоря, до сих пор в мире нет технологий, с помощью которых мы могли бы работать в тяжелых арктических условиях. Строительство МЛСП «Приразломная», реализация проекта «Ямал СПГ», работы по обустройству порта Сабетта — все это уникальные проекты, у которых нет аналогов. Сейчас вопрос состоит в том, как быстро наша отечественная промышленность сможет разработать технологии и подготовить оборудование, чтобы начать реализацию новых проектов в Арктике без участия наших «друзей» из США и Европы, в сотрудничестве с Китаем, Индией, Кореей.

Наша промышленность уже наработала определенный опыт строительства сложной морской техники для разведки и добычи углеводородного сырья на шельфе.

ОАО «Объединенная судостроительная корпорация» в Астраханском судостроительном производственном объединении (АСПО, входит в группу «Каспийская энергия», CNRG Group) создало основу будущей платформы. В середине ноября строение было доставлено и установлено на месторождение. Платформа достраивается в море. Летом 2015 года компания планирует предъявить объект заказчику для начала бурения.

В состав платформы входят буровой комплекс для бурения 11 наклонно-направленных скважин с горизонтальным заканчиванием ствола, эксплуатационный комплекс для сбора, замера и подачи продукции скважин на центральную технологическую платформу (ЦТП) и энергетический комплекс.

В строительстве объектов для освоения месторождений на Каспии принимают участие и иные главные астраханские верфи: судостроительный завод «Лотос», завод «Красные Баррикады». К тому же АСПО, головным предприятием которого стал Морской судостроительный завод, завершило строительство СПБУ по проекту Super 116E для компании Lamprell Energy и приступило к сборке корпуса второй СПБУ.

Нашим гигантам — «Газпрому» и «Роснефти» — следовало бы обратиться к опыту ЛУКОЙЛа, который, получив лицензию на разработку шельфового месторождения Балтийского моря «Кравцовское» (Д-6), не стал заказывать независимым судостроителям строительство новой буровой платформы. Под этот заказ он с нуля построил себе современный завод по производству стальных металлоконструкций, где и соорудил для себя первую морскую буровую платформу на российском шельфе. Не стоит забывать, что и проектировали эту платформу российские инженеры и конструкторы. С этой платформы нефть добывается уже десять лет.

На этом же заводе построен еще один уникальный объект — Варандейский нефтеотгрузочный терминал, установленный в Печорском море. Это сложнейшее техническое сооружение удалено от берега на 20 км. Стальная восьмиугольная платформа кессонного типа высотой 65 и шириной 60 метров, весом 12 тыс. тонн способна противостоять напору ледовых полей и отгружать на экспорт в круглогодичном режиме до 12 млн тонн нефти в год.

Причем отгрузка нефти на танкеры производится с любой стороны. К причалу нефть поступает по двум ниткам трубопроводов диаметром 800 мм. К слову, эти работы выполнили без привлечения иностранных компаний с помощью трубоукладочного комплекса МРТС «Дефендер», принадлежащего «Межрегионтрубопроводстрою». Это же судно использовалось при прокладке газопровода через Байдацкую губу. Как говорится, можем, если захотим.

Астраханский завод востребован и сейчас, но не российскими компаниями. Западные заказчики проявляют интерес к опорным частям морских буровых платформ и крупногабаритным металлоконструкциям весом до 2,5 тыс. тонн. Есть заказы на строительство элементов морских нефтедобывающих платформ, блоков судов.

Нечто аналогичное построила норвежская компания «Рейнертсен» в Мурманске.

новидную политику отказа от «Южного потока». А в Северной Европе можно обратиться к нашему давнему партнеру — Финляндии.

Стоит напомнить, что ни одна страна мира не оказала СССР и России такого содействия в освоении Арктики, Севморпути и арктического шельфа, как Финляндия. Именно здесь, на верфи Arctech Helsinki Shipyard, были построены буровые суда «Виктор Муравленко» и «Валентин Шашин»

(первое в мире буровое судно для работы на арктическом шельфе); судно «Траншельф» для транспортировки морских буровых платформ, которое было благополучно продано голландской компании «Доквайс» и у которой мы теперь арендуем это судно за очень приличные деньги, СПБУ «Кольская», к сожалению, затонувшая в Охотском море, корпуса атомных ледоколов «Таймыр» и «Вайгач».

Для нашей страны было построено три ледокола типа «Ермак», пять ледоколов типа «Москва», четыре — типа «Капитан Сорокин», 15 речных мелкосидящих ледоколов. Уже для России построены ледокольный сухогруз «Норильский никель», ледокольные суда снабжения «Алексей Чириков» и «Витус Беринг», на церемонии поднятия флага на котором 10 января 2013 года присутствовал В.Путин.

С 2009 года верфь Arctech Helsinki Shipyard получила название STX Finland. В 2010 году 50% акций верфи было выкуплено российской ОСК с целью создания отдельного кластера по строительству судов ледового класса на Балтийском море. Хочется верить, что российские корабли в сотрудничестве с финскими судостроителями хотя бы частично обеспечат наших нефтегазодобытчиков современной морской техникой для работы на шельфе.

Есть надежда и на сотрудничество России с южнокорейской судостроительной компанией Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co. В 2013 году в ходе визита В.Путин в Сеул был подписан меморандум о сотрудничестве между «Роснефтью» и Daewoo Shipping о создании судостроительного кластера на Дальнем Востоке на базе предприятия «Звезда». К сожалению, данная работа пока движется очень медленно. Эта компания строит газозовоз для проекта «Ямал СПГ», но необходимо перейти к строительству судов уже на нашей территории, на Дальнем Востоке.

Возможно, имело бы смысл попытаться наладить сотрудничество с сингапурским концерном Keppel FELS, производящим 60% бурового флота и имеющим 18 верфей по всему миру.

По поручению премьер-министра РФ Д.Медведева Минэнерго — совместно с «Роснефтью», «Газпромом», ЛУКОЙЛом, НОВАТЭКом и другими компаниями — должно заняться анализом потребностей России в судах и морской технике для разведки, бурения и транспортировки нефти, газа и конденсата. Анализ будет включать прогнозы по добыче углеводородов на шельфе, предложения о видах и количестве судов, их технических характеристиках и потребности в такой технике по годам вплоть до 2030 года.

По итогам анализа Минэкономразвития, Минпромторг и Минфин займутся оценкой реализуемости заявленных планов и подготовят несколько сценариев от оптимистического до пессимистического с учетом состояния мирового судостроения, экономических и политических факторов. Главное же, будут предложены варианты ускорения развития отечественного судостроения.

Хотелось бы, чтобы эти планы не стали декларацией о намерениях без воплощения в реальные проекты. Конечно же, реализация данных проектов потребует колоссальных средств и немало времени. Так, строительство одной СПБУ стоит от \$220 млн и занимает по времени 25 месяцев. Полупогружная буровая установка стоит уже \$600 млн, а на ее строительство уходит 35 месяцев.

Но ведь еще нужно время для строительства самих верфей, где они будут возводиться. Так что собственные СПБУ и ППБУ мы увидим не так скоро. Но арктический шельф от нас никуда не уйдет, и разрабатывать его Россия будет. Ведь здесь, по словам главы Минприроды РФ С.Донского, открыто 594 месторождения нефти, 159 газа, а суммарные углеводородные ресурсы арктической зоны России оценены в 258 млрд тонн у.т., что составляет 60% всех ресурсов углеводородов в России.

Варандейский нефтеотгрузочный терминал в Печорском море — сложнейшее техническое сооружение, способное экспортировать до 12 млн тонн нефти в год

Неразведанный потенциал Арктики составляет более 90% на шельфе и более 50% на суше. По мнению ученых, Арктика содержит около 13% пока не разведанных мировых запасов нефти и 30% неразведанного газа.

Ни одна страна мира не оказала СССР и России такого содействия в освоении Арктики, Севморпути и арктического шельфа, как Финляндия

По данным министра, начальные извлекаемые разведанные запасы нефти на российской Арктике достигают около 7,7 млрд тонн, из них 500 млн тонн на шельфе. Запасы газа — 67 млрд м³, из которых 10 млрд расположены на шельфе. Российские нефтегазовые компании до 2020 года в рамках лицензионных обязательств должны будут

Нужно время для строительства самих верфей, где морские платформы будут возводиться. Так что собственные СПБУ и ППБУ мы увидим не так скоро

пробурить 36 поисковых и 15 разведочных скважин, обработать 193 тыс. пог. км 2D-сеймики и 39 тыс. км² — 3D.

Хотелось бы, чтобы планы по импортозамещению не стали декларацией о намерениях без воплощения в реальные проекты

Для решения этих задач и необходимо создавать собственную морскую технику, не надеясь на аренду западных СПБУ и ППБУ, научно-исследовательских судов.

Что касается СПБУ «Арктическая», то хотелось бы, чтобы она отвечала своему названию и вела разведку арктического шельфа, нарабатывая опыт и делая новые открытия. ■

АЗАТ НИЗАМОВ: УСПЕШНЫЙ БИЗНЕС? С СОВРЕМЕННЫМИ IT-ТЕХНОЛОГИЯМИ!

ИНТЕРВЬЮ
АЗАТ НИЗАМОВ

Заместитель генерального директора SAP СНГ

В большинстве стран лидерами по объему и продолжительности применения IT-решений являются компании, вносящие максимальный вклад в ВВП страны. В Швейцарии, к примеру, по этому показателю лидируют банковский сектор и пищевая промышленность. В Германии — машиностроительные компании. А в России — это крупные нефтегазовые компании, имеющие достаточный объем бизнеса для того, чтобы эффект от использования информационных систем был очевиден и существенен. Руководство таких компаний понимает — без комплексной автоматизации об управлении бизнесом не может идти и речи. Мы живем в цифровом мире, и борьба за эффективность в нефтегазовой отрасли во многом ведется с помощью информационных технологий.

Эпоха легкой нефти закончилась, передовые игроки находятся в активном поиске нестандартных подходов, без которых сохранять лидерство становится все труднее. В результате нефтедобыча становится все более сложной, затратной и датаемкой.

Фокус — на повышение эффективности операций во всех бизнес-сегментах, особенно в добыче углеводородного сырья, где высок фактор неопределенности, производственные объекты расположены на удалении друг от друга, а принятие решений должно базироваться на консистентных данных по многим дисциплинам.

SAP завоевал позицию надежного поставщика решений для бизнес-задач в нефтегазовой отрасли как в мире, так и в России, где большинство крупнейших компаний является клиентами SAP. Практически SAP стал стандартом для нефтегазовой отрасли. О тенденциях внедрения цифровых технологий рассказывает заместитель генерального директора SAP СНГ Азат НИЗАМОВ.



Ред.: Несколько слов об истории становления компании SAP...

А.Н.: В 1972 году в Германии отцы-основатели компании вышли из IBM и решили создать свой

стартап. Один из них, тогда молодых программистов, и сейчас стоит у руля компании SAP. Это председатель Наблюдательного Совета SAP SE Хассо Платтнер. Он и остается одним из главных двигателей развития компании. Он очень живой, активный человек. Одна из инициатив Хассо — основанный им «Хассо Платтнер Институт» (<http://hpi.de/>), который занимается инновационными технологиями в различных бизнес-направлениях. Кстати, идеология платформы HANA, которая сейчас очень популярна в мире и в России, была разработана именно в этом институте под прямым руководством Хассо. Если же говорить об истории компании в нашей стране, то офис SAP в Москве был открыт в 1992 году и в настоящий момент у компании девять представительств в городах России и СНГ и коллектив численностью порядка тысячи человек.

Ред.: В чем главная особенность программ SAP, что предопределило их успех?

А.Н.: Главная идея компании SAP и в начале ее развития, и сейчас заключается в том, что все бизнес-процессы в компании — бухгалтерия, логистика, производство — должны быть связаны между собой единой информационной системой. Система должна быть интегрированной, потому что в компании все взаимосвязано. Если в одной



части что-то поменялось, это должно найти отражение по всей цепочке.

Когда в компании все бизнес-процессы органично связаны, следующим шагом в развитии системы становится оптимизация процессов за пределами контура предприятия, а именно: управление взаимодействием с поставщиками и покупателями, проектировщиками и подрядчиками. А затем уже логичен выход на следующий этап — уровень создания бизнес-сетей.

Недавно наша компания за \$3,5 млрд купила компанию Ariba, которая является бизнес-сетью, соединяющей поставщиков и покупателей. Для дальнейшего заполнения этой ниши компания SAP месяц назад приобрела компанию Concur, которая предоставляет сервисы управления расходами на командировки при помощи облачных технологий. Например, объем продаж, проходящих через сеть Ariba, больше, чем объем продаж E-Bay и Amazon вместе взятых. Fieldglass — еще одно из приобретений компании, предлагающее облачное решение для управления аутсорсингом персонала.

Перенос исполнения многих бизнес-процессов в облако — не дань моде, это закономерный шаг, ставший возможным, с одной стороны, благодаря новым возможностям технологий, с другой — благодаря развитию потребности в сокращении цикла принятия решений на основе достоверной информации онлайн.

На пути развития компании были революционные с точки зрения цифровых технологий шаги. Вначале вся система была серверная, затем по ходу развития аппаратного обеспечения SAP перешел на клиент-серверную архитектуру. Сейчас, как и весь IT-рынок, мы перешли на следующую

ступеньку — это облачные сервисы, когда есть центр обработки данных, в котором работает определенное унифицированное решение, к которому подключаются наши клиенты.

Решения компании SAP используют все крупнейшие нефтегазовые компании в России и в мире. Практически SAP стал стандартом для нефтегазовой отрасли

Система ERP для управления ресурсами предприятия — наша огромная ценность. Однако, по мере накопления данных за годы коммерческой деятельности, наши заказчики уже в 2002–2004 годах стали ощущать, что скорость обработки данных и формирования оперативной аналитической отчетности замедляется. Это привело к настоятельной необходимости развития инновационной платформы SAP HANA. В настоящее время ERP переведена на эту платформу, и наши заказчики получили возможность выполнять самые сложные запросы на лету.

Компания SAP, как и весь IT-рынок, перешла на следующую ступеньку развития — это облачные вычисления

Но, по моему мнению, есть еще две важнейшие ценности нашей компании. Это огромный накопленный опыт и наши клиенты. Причем они тесно взаимосвязаны — не было бы опыта, не было бы клиентов, и наоборот. Эта двойная взаимосвязь движет и нас, и клиентов вперед.

Ред.: Чем хороша система ERP на новой платформе?

А.Н.: Традиционные технологические платформы накладывали ограничения по производительности, которые в свое время привели к разделению транзакционных и аналитических систем. Многие бизнес-транзакции выполнялись продолжительное время, что не позволяло пользователям принимать решения на основе самых актуальных данных. Большие объемы данных, которые обрабатываются в процессе, к примеру, финансового закрытия, требовали значительного времени ожидания результатов. Платформа SAP HANA позволила оптимизировать ключевые процессы в системе ERP, открыв новую веху в истории бизнес-приложений SAP

Что это дает потребителю? Начнем с конца производственной цепочки, со сбыта. Например, компания Shell активно занимается трейдинговыми операциями, торговлей нефтью по всему миру. В процессе выполнения этих операций возникает огромный объем информации, который необходимо проанализировать трейдеру.

Транзакции включают в себя покупку, продажу нефти и логистические операции. Это огромная часть бизнеса с оборотом в сотни миллиардов долларов, и, в конце концов, оказалось, что компания не могла провести анализ своей деятельности даже двухдневной давности. Теперь, благодаря решению на платформе SAP HANA, Shell может анализировать ретроспективу за месяц, для того чтобы выявлять текущие тренды и реагировать на них. И получает необходимый отчет за минуты, а не за сутки, как ранее. Эффект от внедрения этого решения Shell не раскрывает, но даже если он составляет 1% дополнительной прибыли, то это — миллиарды долларов.

Ред.: Расскажите о выгодах применения системы SAP ERP@HANA...

А.Н.: Система SAP ERP@HANA, в частности, позволяет проводить детальное планирование потребности в ресурсах на предприятии, позволяет избегать избыточных запасов на складе благодаря ставшему возможным онлайн анализу так называемой материально-оборотной ведомости. Другой пример — сокращение времени расчета себестоимости до секунд. При масштабах крупной нефтяной компании это уже огромная экономия.

Сейчас большинство российских компаний рассматривает новые инвестиционные проекты. Быстро и точно оценить их экономическую привлекательность с учетом всех факторов, провести детальное планирование работ с последующим мониторингом исполнения можно только с помощью наших программных продуктов.

Ред.: Какие еще новые возможности дает использование платформы HANA?

А.Н.: SAP HANA является уникальной платформой: это и революционная гибридная In-Memory база данных, и среда разработки новых бизнес-приложений с встроенными библиотеками различ-

ных алгоритмов: планирования, прогнозирования, обработки неструктурированного текста, графов, потоковых данных и т.д. Именно это отличает нас от других поставщиков. Технологические преимущества SAP HANA позволили создать и обновить целый спектр бизнес-приложений для бюджетирования, оптимизации цепочки логистики, выявления мошенничества и многих других. Обработка потоковых данных с датчиков в режиме реального времени сделала возможной реализацию инновационных аналитических приложений — например, для клиентов энергетического сектора.

Система ERP позволяет проводить детальное планирование потребления ресурсов и избегать избыточных запасов на складе. Больше масштаб — больше экономия

Другой пример — это работа сети заправок станций, здесь компании борются и за лояльность клиентов, и за размер среднего чека на бензин, и за сопутствующие товары. Например, в Германии в чеке на заправочной станции сопутствующие товары занимают в среднем до 50% суммы. И в нашей стране мы видим большой потенциал развития в данном направлении. Компания SAP уже

Новая платформа HANA способна справляться с огромным объемом информации и выдавать аналитические данные в режиме реального времени

сделала в этом секторе несколько интересных проектов. Компании-клиенты могут получать аналитическую информацию в любом разрезе в течение нескольких минут, что позволяет работнику АЗС делать посетителю актуальное предложение в режиме реального времени.

Среди новых разработок — проект digital oilfield, цель которого — решение насущной задачи операционного планирования и управления цеховыми операциями в добыче

На немецком рынке SAP совместно с автомобильными компаниями сделала проект, который позволяет идентифицировать каждого клиента заправочной станции. И когда он приближается к заправочной станции, что определяется по GPS, ему высылается на дисплей бортового компьютера автомобиля предложение с учетом его покупательских предпочтений: «Дорогой Ганс, только для вас сегодня на нашей заправке скидка на дизельное топливо 2% и подарок — чашка кофе и кекс!» И это работает.

Есть еще одна перспективная тема в IT-сфере — Интернет вещей. Смысл ее в том, что различное

оборудование и устройства общаются между собой без участия человека. Это большой шаг на пути к технологиям, не требующим непосредственного участия человека, и эти технологии очень востребованы в нефтяной отрасли.

Ред.: *Какие российские ВИНК наиболее активно внедряют информационные технологии?*

А.Н.: Невозможно выделить кого-то одного, все ВИНК понимают важность информационных технологий и активно развивают свои программы автоматизации. Я бы отметил «Сургутнефтегаз», с этой компанией мы сотрудничаем уже 20 лет. Там увидели большие перспективы в платформе SAP HANA.

Первый сценарий, который они освоили, — это оптимизация закупок для собственных удаленных объектов по большому числу номенклатурных позиций. Работая в традиционном аналитическом хранилище, они отставали с планированием на несколько дней, а с помощью SAP HANA получают все данные в реальном времени. Первый опыт применения новой парадигмы управления бизнес-процессами привел к появлению стратегии «Предприятие реального времени», которой следует компания.

Ред.: *Как-то, общаясь с корпоративной IT-командой, «Вертикаль» поинтересовалась, как им работает с ПО SAP. Ответ был таков: «Первые два года мучились, сейчас все хорошо». Проконментируете?*

А.Н.: Все наши компании вышли из советских времен и были заточены только на добычу нефти. В компаниях не было такого понятия, как операционная эффективность. Когда компании стали частными, у акционеров появилась задача повышать рентабельность бизнеса. Для этого нужен был инструмент, который — для начала — мог бы позволить понять, что происходит, получать актуальные данные. Затем появилась задача сделать данные из разных НГДУ унифицированными, чтобы можно было сравнивать.

И третья задача — начать управлять этими процессами. Это слом старой системы и построение принципиально новой системы управления активами, своего рода бизнес-трансформация. Мы не только внедряем программный продукт, мы помогаем изменять компанию. Конечно, возможны ролевые и организационные «мучения», но компания становится другой.

Наша система дает возможность руководителям принимать управленческие решения на основе полной, комплексной, исчерпывающей информации. В результате минимизируется возможность ошибки при принятии решения. На рядовых сотрудников в компании нагрузка может возрастать, появляются дополнительные функции и контроль за их выполнением. В результате повышается культура производства.

Например, при внедрении наших мобильных технологий обходчиков, объезжающих удаленные участки, снабдили мобильными устройствами с



встроенным GPS. Причем, завести в такое устройство данные о состоянии оборудования и показания приборов на определенной скважине можно, только находясь непосредственно на ней. Теперь уже на рыбалку вместо осмотров съездить не получится.

Предиктивный анализ от SAP позволит планировать расходы на ремонты более точно и адресно, оптимизируя затраты

Ред.: *Вы работаете сейчас над программой digital oilfield...*

А.Н.: Мы эту программу разрабатываем совместно с российской компанией «ГИС АСУ-Проект» из Нижневартовска, у которой имеются интересные решения для процессов добычи нефти. Какие-то части программы уже есть у нас — это экономика добычи, план и факт, материальный учет, ремонты, в системах OIS есть данные по технологическим процессам добычи и подготовки, мы вместе создаем общую модель всех данных из различных секторов процесса.

Санкции не повлияли на работу SAP, ни один проект компании с российскими заказчиками не пострадал

Совместно у нас будет интегрированное операционное моделирование, планирование и анализ процесса добычи нефти. Персонал НГДУ на разных уровнях управления, от диспетчеров до начальника НГДУ, сможет, пользуясь им, получать в режиме реального времени полную картину процессов и аналитики в любом разрезе и принимать обоснованные решения с учетом множества взаимосвязанных параметров, анализируемых системой. Это позволит в случае необходимости быстро принять меры или скорректировать техноло-

гический процесс, сократив тем самым время простоев и объем недоборов.

Ред.: *Каков срок окупаемости затрат на внедрение ваших программных продуктов?*

А.Н.: Мы практикуем с нашими клиентами подходы, которые называем «value engineering», чтобы определить выгоду от внедрения решений. Для этого создана целая методология. У нас сотни тысяч клиентов в базе данных, это и есть наш уникальный опыт.

Накопленная база бизнес-кейсов по различным функциональным областям позволяет нам утверждать, что в среднем благодаря программе управления запасы на складе, например, сократятся на 10%, а оборачиваемость средств увеличится на 5%. Все вместе это принесет экономию на такую сумму. Но конкретные цифры мы не разглашаем, поскольку это коммерческие данные компаний.

При этом не следует забывать, что качественные изменения внутри компании, повышение культуры производства, дисциплины, повышение технического уровня сотрудников не всегда можно измерить деньгами.

Ред.: *И все же, какова эффективность внедрения ваших решений в цифрах?*

А.Н.: Реализуя множество проектов в отрасли, мы собрали факты положительных изменений, связанных с внедрением системы. Например, за счет выстраивания системы управления проектами и основными производственными фондами с подсистемами снабжения МТР, управления удаленными складами, управления затратами, инженеринговыми системами наши клиенты достигают 20%-ной оптимизации в кумулятивной стоимости закупок под проекты.

На 8% можно сократить транспортные затраты в нефтегазовом бизнесе за счет улучшения краткосрочного планирования, оперативного управления отгрузкой и контроля за поставками по всей цепочке логистики от НПЗ до покупателя.

На 10% увеличивается коэффициент продуктивного использования оборудования за счет сокращения простоев в ожидании ремонтов благодаря своевременным поставкам ТМЦ, свидетельствуют наши заказчики.

Персонал и развитие потенциала — на 15% ниже текучка кадров в компаниях, где работает стратегия анализа компетенций персонала, потребности в росте квалификации и обучение.

Ред.: *Как ваша компания определяет приоритеты и направления развития?*

А.Н.: С технологической точки зрения мы лидеры и понимаем, в каком направлении должна развиваться наша платформа. В нефтегазовой отрасли у нас действует Глобальный отраслевой совет пользователей SAP, в котором участвуют представители не только больших компаний, но средних и малых, чтобы охватить весь спектр потребностей.

Географически там представлены все континенты, Россию в совете представляет ЛУКОЙЛ.

Собирается совет регулярно два раза в год, проходят рабочие сессии. На них представители компаний высказывают свои потребности, они ставятся на голосование, и то направление, которое набрало больше голосов, ставится в приоритетную разработку специалистами SAP.

Глобальный отраслевой совет пользователей SAP, в котором представлены все страны и континенты, дает рекомендации по созданию новых продуктов SAP

У нас в России есть свой отдельный индустриальный совет, в котором представлены все нефтегазовые и нефтехимические компании. На российском совете принимаются решения, которые выносятся на мировой совет. Но есть решения, которые касаются только нашей страны, в основном они связаны с законодательством. Кроме выработки рекомендаций для разработки новых продуктов SAP, на этих площадках проходит плодотворный обмен опытом.

Ред.: *Над какими прорывными проектами сейчас работают ваши специалисты?*

А.Н.: Это наш проект digital oilfield, о котором я говорил и который является уникальным с точки зрения прекрасного сочетания технологических возможностей SAP и глубокого индустриального опыта нашего партнера «ГИС-АСУпроект» ради решения насущной задачи операционного планирования и управления цеховыми операциями в добыче. Это очень востребованное в нефтяной отрасли направление, в силу возросшей необходимости максимально эффективно управлять ограниченными ресурсами и получать максимальный экономический эффект.

Наши системы дают возможность руководителям принимать управленческие решения на основе полной, комплексной, исчерпывающей информации

Мы также ведем проекты по поиску и прототипированию на HANA-платформе бизнес-задач, связанных с большими данными и прогнозированием. Например, при наличии в ERP или MES-системе технологических данных работы оборудования на НПЗ, используя инструментарий предиктивного анализа, мы помогаем прогнозировать сроки возможного отказа оборудования и заранее встроить в план ремонта именно данный узел, что позволяет оптимизировать бюджет на ремонты.

Ред.: *Что бы вы ответили на некоторые предубеждения потенциальных пользователей?*

А.Н.: Хотел бы подчеркнуть, что иногда SAP неправильно воспринимают как бухгалтерскую программу. Это универсальное решение для управления предприятием, охватывающее все направления его деятельности. ■