



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ



ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

Нефть россии

Май
2014

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

МУН – альтернатива «снятию сливок»

Астрахань задаёт каспийский вектор

Сценарии европейского газового импорта

Shell в России: от СПГ до масел

Южная Корея: через тернии
к энергобезопасности

НЕФТЬ РОССИИ № 5 2014

Ресурсно-инновационный вариант для России



Реклама

Нефть в обмен на мозги

Призрак западных санкций может стать тем «пинком», который наконец-то заставит нас не проедать нефтедоллары, а диверсифицировать экономику

Валерий АНДРИАНОВ

Перспективы ужесточения западных санкций против России, в частности против её нефтегазового комплекса, пока остаются весьма призрачными. И даже если такие «штрафные меры» будут введены, то они вряд ли приведут к заметному нарушению деятельности отечественного ТЭК. Однако эти гипотетические санкции, кажется, уже возымели эффект. И он, вопреки ожиданиям наших оппонентов, оказался весьма полезным для России. Ибо возникший конфликт позволил «кожей» прочувствовать ту проблему, о которой уже не первое десятилетие рассуждают эксперты, но которая всегда казалась очень уж теоретической и не влияющей на повседневную жизнь россиян.

Речь идёт о самой философии функционирования отечественного НГК. Она сложилась ещё в конце 1970-х – начале 1980-х годов и может быть в общих чертах описана не очень приятной для нас формулой «нефть в обмен на продовольствие». Действительно, поток нефтедолларов, который Советский Союз получил на излёте своего существования благодаря освоению углеводородных богатств Западной Сибири, тратился в основном на приобретение за рубежом продуктов питания и ширпотреба и так и не стал финансовой базой для модернизации промышленности страны. В постсоветский период мало что изменилось, разве что «продуктовая корзина», получаемая россиянами за счёт поставок на Запад «чёрного золота», стала богаче. И опять-таки диверсификация экономики страны осталась на уровне благих пожеланий.

Многочисленные эксперты миллион раз предупреждали: такой путь неизбежно приведёт в тупик. Уже не первый год раздаются «тревожные звонки», напоминающие о том, что экспорт сырья не может служить надёжной базой для развития национальной экономики. Как отмечает Андрей Колпаков в статье «Замыкая газовый баланс Европы», РФ уже более 40 лет является крупнейшим поставщиком «голубого топлива», стабильно обеспечивающим более половины всего европейского импорта. Однако за последние четыре посткризисных года доля российских поставок снизилась с 60% до 50%, а по сравнению с 2000 г. падение составило 16%. И причина этого – как российско-украинские «газовые войны», так и ужесточение конкуренции на европейском рынке. А наступившее между Россией и Западом похолодание станет дополнительным фактором, стимулирующим сокращение доли нашей страны на энергетическом рынке Старого Света.

И экспертное сообщество прекрасно осознаёт данные угрозы. Как отмечают академик РАН Анатолий Дмитриевский и доктор экономических наук Алексей Мастепанов в статье «Ресурсно-инновационный вариант для России», «сейчас в стране – и среди специалистов, и в обществе – мало кто сомневается в необходимости отказа от экспортно-сырьевой модели, перехода к инновационному социально ориентированному типу развития при одновременной модернизации традиционных секторов экономики».

Но теперь, когда уязвимость экспортно-сырьевой модели стала особо очевидной ввиду угрозы западных санкций, есть соблазн кинуться в другую крайность и начать пилить тот «нефтяной сук», на котором сидит Россия. Поэтому авторы подчёркивают, что углеводородные ресурсы являются естественным конкурентным преимуществом России и, опираясь на него, она «должна успеть за ближайшие десятилетия таким образом преобразовать свою экономику и энергетику, чтобы создать в стране конкурентоспособную экономику знаний и высоких технологий, обеспечивающих в том числе глубокую переработку углеводородного сырья и создание новой продукции с высокой добавленной стоимостью». Несколько упрощая мысль уважаемых авторов, можно сказать, что теперь нам предстоит заменить одну формулу – «нефть в обмен на продовольствие» – на другую – «нефть в обмен на мозги».

«Мозги» нужны не только для того, чтобы максимально диверсифицировать отечественную экономику, но и для того, чтобы решить застарелые проблемы и самого НГК. Как отмечают авторы статьи «Рациональный подход, а не «снятие сливок»», в последние два десятилетия во многих нефтедобывающих странах развитие отрасли шло именно за счёт применения инновационных методов добычи, а не благодаря лишь экстенсивному расширению ресурсной базы. В нашей же стране внедрению современных методов увеличения нефтеотдачи не уделялось должного внимания, что приводило к отбору лишь наиболее качественных ресурсов и потере ценного сырья.

Превалирование экспортно-сырьевой модели привело и к тому, что Россия серьёзно отстала в сфере глубокой переработки углеводородов от многих стран мира. Как подчёркивает Мария Дыменко из компании CREON Energy в статье «Стагнация приведёт в тупик?», для российской экономики, базирующейся на экспорте нефти и газа, развитие нефтепереработки, производство продуктов с более высокой добавленной стоимостью и их продвижение на рынок сейчас стали жизненно определяющими процессами. «Необходимость строительства ультрасовременных мощностей по нефтепереработке в последние годы очевидна. Причём данные мощности должны быть ориентированы на внутренний рынок и рынки стран-участниц Таможенного союза и ближнего зарубежья», – подчёркивает М. Дыменко.

И именно призрак западных санкций способен стать тем «волшебным пинком», который наконец-то поможет России двинуться по давно обозначенному и всем понятному направлению и начать обменивать свои природные ресурсы не на, условно говоря, продовольствие, а на «мозги». То есть использовать финансовые ресурсы от экспорта «чёрного золота» в наукоёмких отраслях. А в число таковых в первую очередь должны войти нефтедобыча, а также переработка углеводородного сырья и производство продукции высоких переделов.

Одним словом, Запад нам действительно поможет. Но не тем, что будет в обмен на нашу нефть и газ класть нам в рот готовую пищу, а тем, что через свои санкции или за счёт частичного вытеснения РФ с мировых энергетических рынков заставит нас больше внимания уделять мозгам, а не желудку. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

Нефть
 РОССИИ
 АКАДЕМИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

**НЕФТЯНОЙ
 СЕРВИС**

Журнал «Нефтяной сервис»
 Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53537,
 выдано 04.04.13 Федеральной службой по надзору
 в сфере связи, информационных технологий и массовых
 коммуникаций (Роскомнадзор)

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
 Академик РАН, директор Института
 проблем нефти и газа

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

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

Генадий ШМАЛЬ
 Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
 Президент Союза производителей нефтегазового
 оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
 Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
 Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
 asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
 Валерий АНДРИАНОВ
 andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
 Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:
 Владимир АКРАМОВСКИЙ,
 Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,

+7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: www.neftrossii.ru

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

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 21.05.2014
 Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■

Редакция не несёт ответственности за достоверность
 информации, содержащейся в рекламных объявлениях
 и других рекламных материалах

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

Обложка – © ООО «Газпром нефть», 2014.

**NOTA BENE**

В. АНДРИАНОВ

Нефть в обмен на мозги

Призрак западных санкций может стать тем «пинком»,
 который наконец-то заставит нас не проедать
 нефтедоллары, а диверсифицировать экономику **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. ДМИТРИЕВСКИЙ, академик РАН,
 директор Института проблем нефти и газа РАН;
А. МАСТЕПАНОВ, доктор экономических наук,
 академик РАН, заместитель директора
 (Институт проблем нефти и газа РАН)

**Ресурсно-инновационный
 вариант для России**

Экономика страны должна опираться как на потенциал
 традиционных для неё сырьевых отраслей, так и на
 широкое использование новейших технологий **4**

А. БОКСЕРМАН, доктор технических наук,
 руководитель секции МУН НТО НГ,
 советник директора ОАО «ВНИИнефть»;
А. ФОМКИН, кандидат технических наук,
 генеральный директор ОАО «ВНИИнефть»;
В. КУЛЬЧИЦКИЙ, доктор технических наук,
 исполнительный директор Центрального правления
 Межрегионального научно-технического общества
 нефтяников и газовиков имени И. М. Губкина;
В. ТКАЧУК, заместитель исполнительного
 директора МНТО

**Рациональный подход,
 а не «снятие сливок»**

Необходимо восстановить государственную программу
 внедрения современных методов увеличения
 нефтеотдачи **10**

РЕГИОН**Каспийский вектор России**

Астраханская область может стать центром притяжения
 интересов России на Каспии. Интервью с губернатором
 Астраханской области Александром ЖИЛКИНЫМ **16**

СТРАХОВАНИЕ**Зачем страховать свою жизнь? 20****ГАЗОВЫЙ РЫНОК**

А. КОЛПАКОВ
 (Институт народнохозяйственного
 прогнозирования РАН)

Замыкая газовый баланс Европы

Перспективы России на европейском рынке
 «голубого топлива» будут зависеть не от того, сколько
 мы можем экспортировать, а от того, сколько у нас
 готовы купить **22**



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

УПРАВЛЕНИЕ

Л. ТИХОМИРОВ, к. т. н.,
руководитель ITPS Group, Генеральный директор
«Парма-Телеком» (ITPS Group);
Э. НЕЛЮБИН, д. т. н.,
заместитель генерального директора по операционной
деятельности «Парма-Телеком» (ITPS Group);
Р. МИКРЮКОВ,
менеджер проектов ITPS Mid East Ltd. (ITPS Group)
Залог успешности проектов
При осуществлении масштабного капитального
строительства на основе ЕРС-контрактов необходимо
привлечение ИТ-интегратора **28**

ДЕЛА КОМПАНИЙ

Не дать другому съесть ваш обед
Компания Shell готова помочь России в производстве
СПГ, а также в добыче нетрадиционных углеводородов и
в других секторах нефтегазового бизнеса. Интервью
с председателем Shell в России Оливье ЛАЗАРОМ **32**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

Пока гром не грянет
Нефтегазовым компаниям необходима эффективная
система мониторинга и управления рисками **38**

НЕФТЕПРОДУКТЫ**А. ВАЛЕНТИНОВ****Бизнес как по маслу?**

Усилиями отечественных и зарубежных компаний на
территории России активно развивается производство
высококачественных моторных масел **40**

**«Нефтетанк» - выгодные
решения организации полевых
складов горючего **44****

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА**Сызранский НПЗ: модернизация
продолжается**

На территории действующего предприятия, по сути, идёт
строительство нового завода без остановки производст-
ва. Интервью с исполняющим обязанности генерального
директора ОАО «СНПЗ» Константином СТЕЖКО **48**

**РЕСУРСЫ****Бег с растущими препятствиями**

Несмотря на ухудшение структуры запасов, ОАО «Сургут-
нефтегаз» обеспечивает прирост МСБ, превышающий
объёмы добычи. Интервью с заместителем главного гео-
лога – начальником геологического управления компа-
нии Иваном КОСОМ **50**

**НЕФТЕХИМИЯ**

М. ДЫМЕНКО
(CREON Energy)

Стагнация приведёт в тупик?

Россия является крупнейшим производителем сырья
для нефтехимии, но проекты в данной отрасли
сталкиваются с инфраструктурными и административ-
ными ограничениями **54**

МИРОВОЙ РЫНОК

В. МАТИИВ, кандидат экономических наук,
старший преподаватель;
Джин Сун РО, аспирант
(кафедра Международного нефтегазового бизнеса
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

Через тернии к энергобезопасности
Республика Корея обновляет энергостратегию с учётом
ошибок Первого государственного энергетического
плана **60**

Ресурсно-инновационный вариант для России

Экономика страны должна опираться как на потенциал традиционных для неё сырьевых отраслей, так и на широкое использование новейших технологий

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ,
академик РАН, директор Института
проблем нефти и газа РАН;
Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик
РАЕН, заместитель директора
(Институт проблем нефти и газа РАН)

В современном глобализирующемся мире Россия неизбежно сталкивается с целым рядом вызовов и угроз в энергетической сфере, которые в условиях сохранения экспортно-сырьевой модели отечественной экономики способны вызвать в стране длительную экономическую рецессию и масштабный политический кризис. Соответственно растёт число тех специалистов, кто не сомневается в необходимости отказа от экспортно-сырьевой модели и насущной потребности перехода к инновационному социально ориентированному типу развития при одновременной модернизации традиционных секторов российской экономики (нефтегазового, сырьевого, аграрного и транспортного), которые вплоть до 2020 г. останутся ведущими производителями ВВП.

В ПОИСКАХ ОПТИМАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

Понимает подобную необходимость и Правительство РФ, которое ещё в середине 2000-х начало работу над определением путей и способов обеспечения перехода страны от сырьевой модели экономики к инновационному социально ориентированному типу развития. Её первым результатом стала Концепция долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 г., утверждённая распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р.

В Концепции отмечалось, что российская экономика в рассматриваемый пе-

риод не только останется мировым лидером в энергетическом секторе, добыче и переработке сырья, но и создаст конкурентоспособную экономику знаний и высоких технологий, что будет обеспечено переходом от экспортно-сырьевого к инновационному социально ориентированному типу развития. Подобный переход позволит резко расширить конкурентный потенциал за счёт наращивания сравнительных преимуществ в науке, образовании и высоких технологиях и на этой основе задействовать новые источники экономического роста и повышения благосостояния [1].

Подобные амбициозные задачи ставились и другими документами: Энергетической стратегией России на период до 2030 г., утверждённой 13 ноября 2009 г. распоряжением Правительства РФ № 1715-р (ЭС-2030); Сценарными условиями долгосрочного прогноза социально-экономического развития РФ до 2030 г. (Минэкономразвития, апрель 2012 г.); Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г. (Минэкономразвития, март 2013 г.); посланиями Президента РФ Федеральному Собранию. Правда, прогнозируемые показатели и условия их достижения практически в каждом из последующих документов снижались.

Проще всего сказать, что причины этого – разразившийся глобальный финансово-экономический кризис, рецессия в странах ЕС и другие события, которые помешали достижению поставленных целей. Однако более глубокий анализ этих документов свидетельствует: многие провозглашённые в них цели и задачи – не более чем лозунги, слабо подкреплённые (либо вовсе не подкреплённые) финансами и институциональными преобразованиями.

Одновременно и в научном сообществе России, и среди представителей бизнеса развернулся широкий поиск приемлемых выходов из создавшегося положения, порождённый даже не столько не-

удовлетворённостью современным состоянием, сколько вытекающими из него перспективами социально-экономического развития страны. В частности, в качестве альтернативы развитию исключительно за счёт сырьевого экспорта предлагалась так называемая *экспортно-научоёмкая стратегия*, базирующаяся на расширении экспорта продукции оборонно-промышленного комплекса, нанотехнологий и ряда других высокотехнологичных производств для замещения ожидаемого в перспективе снижения объёма экспорта первичных ресурсов и энергоносителей.

Понимая, что через пропасть, отделяющую Россию от высокоразвитых государств, в два прыжка не перескочить, что инновационная экономика, основанная на информационных, когнитивных, нано-, биотехнологиях и других подобных, сама по себе на нас не свалится, учёные и специалисты Российской академии наук и других научных организаций задались поиском такого сценария экономического развития, который, сохраняя достоинства инновационного сценария в трактовке Минэкономразвития РФ, опирался бы на прочную базу – в данном случае на природные ресурсы и созданный производственно-технологический потенциал топливно-энергетического и сырьевого комплексов страны [2].

На базе исследований различных вариантов возможного технологического развития учёные Российской академии наук (Институт народнохозяйственного прогнозирования, Институт проблем нефти и газа и др.) неизбежно приходили к выводу, что для современной России в сложившихся условиях остаётся практически единственный вариант – *ресурсно-инновационная стратегия*, позволяющая соединить богатейшие природные ресурсы страны и новейшие технологии, в том числе в самих ресурсодобывающих и перерабатывающих отраслях.

Ресурсно-инновационная стратегия, обоснованная сотруниками Института

народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН [3–6 и др.], использует потенциал ресурсодобывающих отраслей, отечественную науку, инновации, новые технологии и в первую очередь рассчитывает на ускоренный рост перерабатывающих производств. Этот рост послужит базисом для последующего укрепления комплекса обрабатывающих отраслей, увеличения масштабов выпуска конечной продукции, восстановления потенциала производственной инфраструктуры, в том числе в ресурсодобывающих секторах. Таким образом, ресурсно-инновационная стратегия опирается на скоординированное и полное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов за счёт формирования и поддержки длинных технологических цепочек.

Такой подход предполагает, во-первых, смещение приоритетов от добычи ресурсов к их глубокой переработке с насыщением перерабатывающих и обрабатывающих отраслей инновационными и наукоёмкими технологиями. Во-вторых, направление части первичных ресурсов в обрабатывающий комплекс за счёт дополнительного их производства. И главное – выход на мировой рынок новой газонефтехимической продукции, получаемой за счёт высоких переделов уникального углеводородного сырья восточносибирских месторождений, в том числе и месторождений матричной нефти (редкие и редкоземельные металлы, новое поколение композитных материалов, катализаторы, наноматериалы, углеродное волокно и др.) [7–10]. Суть предлагаемой ресурсно-инновационной стратегии развития отечественной экономики – в объединении потенциала науки и промышленности. В этом – и принципиальное отличие последних технологических укладов от предыдущих (см. рис. 1).

НЕ ПРОТИВОПОСТАВЛЯТЬ РЕСУРСЫ И ИННОВАЦИИ

Как уже было отмечено выше, сейчас в стране – и среди специалистов, и в обществе – мало кто сомневается в необходимости отказа от экспортно-сырьевой модели, перехода к инновационному социально ориентированному типу развития при одновременной модернизации традиционных секторов экономики. Подобный переход тем более актуален, что определяющей тенденцией в развитых государствах стало формирование новой технологической базы экономических систем, основанной на использовании

Рис. 1. Принципиальная схема инвестиционного цикла при создании инновационных технологий



последних достижений в области информатики, био- и нанотехнологий, что может существенно снизить их потребности в первичных энергоресурсах.

Гораздо больше тех специалистов, кто сомневается в необходимости укрепления потенциала российского нефтегазового комплекса, его развития и технологического обновления, включая расширение ресурсной базы и энергетической инфраструктуры.

Но и в первом, и во втором случаях вопрос, как мы уже отмечали [7], состоит в том, как обеспечить подобный переход, принимая во внимание не только состояние самой экономики и энергетики страны, но и всю совокупность внешних угроз и вызовов, с которыми в начале XXI века столкнулось человечество. Эти новые долговременные системные вызовы, в том числе и в энергетической сфере, связанные с развернувшейся глобализацией, являются для России теми внешними условиями, в которых будет происходить реализация любого выбранного (или навязанного стране) сценария социально-экономического развития.

Ресурсно-инновационная стратегия, на наш взгляд, и даёт ответ на поставленный выше вопрос, поскольку, как это ни парадоксально на первый взгляд, она в гораздо большей мере, чем наукоёмкая, создаёт дополнительный внутренний спрос на продукцию оборонно-промышленного комплекса и научные исследования на всех стадиях производственной цепочки. Суть в том, что она, в отличие от стратегии, ориентированной на ограниченный круг высокотехнологичных

кластеров, формирует условия для мультипликативного экономического роста благодаря распространению инноваций внутри страны, модернизации используемых технологий и реструктуризации обрабатывающих и перерабатывающих отраслей. Более того, ресурсно-инновационная стратегия не противопоставляет ресурсы и инновации по принципу «или – или», а соединяет их, умножая возможности тех и других. Она также не требует выбора между ресурсно-экспортной стратегией, соответствующей традиционному для России последних двух десятилетий способу развития экономики с ориентацией на экспорт первичных, необработанных ресурсов, и альтернативной ей экспортно-наукоёмкой¹.

Ресурсы (в частности – минерально-сырьевая база нефтегазового комплекса) являются естественным конкурентным преимуществом национального хозяйства и промышленного сектора России, донором отечественной экономики, обеспечивающим её развитие и переход на новый технологический уклад. И не понимать этого, не использовать их, противопоставлять нефть и газ (и ресурсные отрасли в целом) инновациям, подкрепляя подобные действия лозунгами типа

¹ Тем более что и с инновациями пока больше разговоров, чем дела. По оценке председателя Комитета Государственной Думы РФ по энергетике И. Д. Грачёва, инновационная составляющая в России не имеет стратегической поддержки в виде федерального закона об инновационной деятельности. Реализуются какие-то отдельные проекты типа «Сколково», для них принимается специальный налоговый пакет. Логичнее было бы принять базовый закон об инновационной деятельности, а затем пакет налоговых и прочих преференций [11].

«слезть с нефтегазовой иглы», преодолеть «ресурсное проклятие» и т. п., на наш взгляд, совершенно недопустимо².

Опираясь на своё естественное конкурентное преимущество, Россия должна успеть за ближайшие десятилетия таким образом преобразовать собственную экономику и энергетику, чтобы создать в стране конкурентоспособную экономику знаний и высоких технологий, в том числе обеспечивающую и глубокую переработку углеводородного сырья, и создание новой продукции с высокой добавленной стоимостью [2].

Подобную точку зрения разделяют многие специалисты, не только отечественные. Так, профессор А. А. Конопляник отмечает, что наличие нефтегазовых ресурсов является не «проклятием», а благом, если ими правильно распорядиться, то есть проблема не в имеющихся ресурсах, а в эффективности их освоения и использования доходов от них [13]. Орит Гадиев, председатель Bain & Company, отмечает: «...в России ключевой бизнес выявить нетрудно. Он должен быть построен на основе нефтегазового сектора (и других сырьевых секторов, где Россия сильна). Этот ключевой бизнес России должен быть дополнен промышленными предприятиями мирового уровня по производству оборудования, службами технической поддержки и эксплуатации и т. д.» [14].

Вместо отмеченного выше противопоставления ресурсов инновациям необходима длительная работа, направленная на достижение нового качества функционирования национальной экономики на основе целостной стратегии. При этом должны быть максимально мобилизованы её сильные стороны:

- мощный топливно-энергетический комплекс, гарантирующий нашей стране позиции одного из самых влиятельных игроков энергетического рынка в Европе и за пределами ЕС. В настоящее время он является инструментом экономической и инфраструктурной интеграции постсоветского пространства. Он также разворачивает новые проекты в направлении Азиатско-Тихоокеанского

региона. По сути, в XXI веке ТЭК России фактически стал локомотивом интеграции энергетики на большей части Евразийского континента;

- сохраняющийся высокий кадровый – образовательный и квалификационный – потенциал российских учёных, который в случае формирования спроса на инновационные разработки становится новым источником экономического роста, непосредственно не связанного с уровнем физического экспорта и цен на энергоресурсы.

«ЛОКОМОТИВ» ОСТАНЕТСЯ ПРЕЖНИМ

Рост переработки ресурсов вызовет дополнительный спрос на продукцию инвестиционных отраслей (строительство, транспорт, инфраструктура), а также на промышленное и жилищное строительство. Повышение доходов от увеличения занятости поднимет спрос и вызовет расширение выпуска товаров потребительского назначения. Совокупный рост производства увеличит налоговую базу и соответствующие поступления, что создаст возможность наращивания государственных расходов на развитие науки, социальной сферы и укрепление оборонного потенциала страны. В дальнейшем мощный внутренний спрос явится предпосылкой для опережающего спроса на наукоёмкую и новую продукцию.

При реализации ресурсно-инновационной стратегии закономерны следующие изменения:

- увеличится инновационная и инвестиционная активность предприятий и финансовая отдача от реализации инновационных проектов в нефтегазовом секторе, что обеспечит развитие инновационных процессов в других секторах экономики;
- сократятся диспропорции и возрастет общий технологический уровень экономики страны;
- в структуре валового выпуска и экспорта увеличится доля отечественной продукции с высокой добавленной стоимостью, что позитивно отразится на уровне жизни населения³.

И, что самое главное в контексте данной статьи, **ключевая роль в реализации ресурсно-инновационной стратегии принадлежит ТЭК страны**, в первую очередь – её нефтегазовому комплексу. Об этом, в частности, свидетельствуют и исследования, проведённые в Институте

энергетической стратегии [15, 16].

Как известно, ТЭК уже многие годы является своеобразным «локомотивом» российской экономики, таким «локомотивом» он может остаться и при переходе страны на инновационный путь развития. При этом ТЭК одновременно выступает и как потребитель инновационной продукции, и как производитель новейших научно-технологических разработок.

Но ресурсные инвестиционные проекты – это не только генераторы спроса на инновации. Не менее важна их другая роль – стимулятора освоения новых территорий, создания в восточных, северных и других малообжитых районах России современной производственной, транспортной и социально-бытовой инфраструктуры, новых городов, новых центров развития и точек экономического роста.

К особенностям ресурсно-инновационной модели экономики, делающим её для России и максимально эффективной, и одновременно практически безальтернативной, следует отнести [8]:

- естественность предлагаемого варианта диверсификации экономики, когда инвестиции и спрос переходят из нефтегазового комплекса в отрасли более высоких переделов, а ТЭК пополняется новыми отечественными технологиями. По сути, именно эти процессы и происходят в настоящее время, государству необходимо лишь их эффективно использовать и регулировать;

- максимальное обеспечение взаимодействия различных отраслей и комплексов отечественной экономики между собой, а также рост возможностей для формирования новых устойчивых межрегиональных и межотраслевых кооперационных цепочек и интегрированных компаний;

- формирование устойчивого спроса на труд и создание новых рабочих мест, обусловленные естественной логикой развития промышленности;

- повышение предсказуемости результатов и сокращение рисков инвестиционной деятельности для отечественного и иностранного капитала, а также отработка реальных, а не декларативных «правил игры» на российском рынке.

НЕОБХОДИМО ОБЪЕДИНИТЬ ПОТЕНЦИАЛЫ

Однако для реализации ресурсно-инновационной стратегии необходимо не только признание государством неизбежности данного пути, формирование инновационной активной политики и

² К сожалению, подобное противопоставление получило широкое признание и в обществе, и в определённых кругах руководства страны. Подтверждением этого вывода является и утверждение 28 августа 2012 г. поручением Председателя Правительства Российской Федерации № ДМ-П8-5060 перечня из 25 инновационных территориальных кластеров, в составе которых нет ни одного, специализирующегося на добыче углеводородов, и только три – со специализацией «Нефтегазопереработка и нефтегазохимия» [12].

³ Подробнее см.: [8, 10].

принятие последовательных действий, обеспечивающих достижение ожидаемых конечных результатов. Не меньшая роль принадлежит населению и бизнесу, которые должны сформировать социальный заказ правительству, а государству следует выработать необходимый механизм по его реализации. Именно в объединении потенциала государства и общества, науки и промышленности заключена суть ресурсно-инновационной стратегии.

Подобное понимание нашло своё отражение в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 г. (ЭС-2035). В этом документе переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК, опирающемуся на полное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов за счёт формирования длинных технологических цепочек с насыщением их инновационными технологиями, стал центральной идеей [17]. Такая переориентация энергетической политики позволяет поставить во главу угла проблему не количественного увеличения объёмных показателей, а качественного изменения структуры энергопотребления, повышения уровня энергетических услуг, технологического энергосбережения и модернизации, углублённой электрификации, развития нефтегазохимии и других новых отраслей [18]. Соответственно целью Стратегии провозглашается создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и содействия укреплению её внешнеэкономических позиций.

В документе также отмечается, что ресурсно-инновационное развитие создаёт мультипликаторы экономического роста благодаря распространению инноваций внутри России, модернизации используемых технологий и реструктуризации добывающих и перерабатывающих отраслей. Оно должно являться результатом *синергетического взаимодействия институциональной среды, инфраструктуры и инноваций* [17].

Вот в этом понимании – *должно являться результатом* – и состоит главная проблема реализации как ЭС-2035 в том виде, в котором она изложена в проекте документа, так и самой идеи ресурсно-инновационного развития экономики России.

В частности, для обеспечения перехода к ресурсно-инновационному развитию необходимо создать эффективные

условия привлечения финансовых ресурсов к реализации инновационных проектов. Подобного можно добиться через налоговые освобождения и льготные кредиты, за счёт включения в себестоимость затрат на инновации с повышающим коэффициентом, вводя льготные условия концентрации ресурсов по целевым научно-техническим направлениям и проектам, а также благодаря разработке и освоению комплексных технологий. Это тем более необходимо в условиях, когда серьёзнейшей проблемой научно-технического комплекса страны остаётся его систематическое недофинансирование. Поэтому следует незамедлительно отказаться от «остаточного принципа» государственного финансирования науки, придав ей статус защищённой строки бюджета. Необходимо разработать и реализовать механизмы поддержки организаций, аккумулирующих и направляющих финансовые ресурсы в высокорисковые инновационные проекты, начиная с ранних стадий разработки. Возможно также создание приоритетных условий формирования инвестиционных ресурсов для приобретения предприятиями отечественных технологий (по сравнению с импортными).

Государство должно принять меры, обеспечивающие ликвидацию недобросовестной конкуренции и возможностей изменения неправовыми способами параметров экономического пространства. Потребуется формирование высококачественной инновационной инфраструктуры, возможно выделяемой в особые территориально-организационные образования (бизнес-парки, технопарки, центры развития и др.), а также систем страхования инновационных проектов. Первый шаг в этом направлении – создание инновационного центра «СКОЛКОВО» – сделан. Но вслед за первым шагом должны последовать и другие, иначе движения, как такового, просто не будет.

В частности, государству необходимо создать условия для формирования конкурентоспособных инжиниринговых структур по наиболее перспективным направлениям технологического развития ТЭК.

Накопившийся груз социальных, экономических, технических и экологических проблем требует выработки принципиально новых подходов к развитию экономики и общества. Для этого недостаточно только политического и государственного переустройства, необходи-

ма иная, чем прежде, ориентация всего потенциала – природного, производственного и научно-технологического – на создание духовных и материальных ценностей для общества [10]. Поэтому требуется незамедлительное проведение институциональных реформ, создающих стимулы к развитию, о которых в последние годы говорят и специалисты, и политики, и представители широких слоёв общества⁴.

Интеграция промышленно-технологического потенциала России с промышленно развитыми странами перспективна для обеих сторон, но возможные шаги по сближению, особенно в ближайшее время, должны быть взвешенными и осторожными. Прежде всего, России необходимо преодолеть сложившийся на этапе реформирования экономики стереотип «ресурсной колонии», неспособной перерабатывать и эффективно использовать собственные ресурсы. Это возможно путём реорганизации эволюционно сложившейся технологической структуры экономики с учётом следующих направлений [10]:

- отказ от эксплуатации ряда устаревших технологий 3-го и 4-го укладов с последующей их заменой современными технологиями 5-го уклада;

- поддержка отечественных технологий, являющихся национальными лидерами и входящих (приближающихся) в группу мировых лидеров. Таких технологий в настоящее время в РФ сравнительно немного, значительная их часть относится к сфере военной техники и вооружений. Крайне важно сохранить инновационный потенциал для технологий-лидеров;

- сокращение ускоренными темпами технологического отставания России по стратегически важным направлениям, отвечающим национальным интересам, как за счёт поддержки национальных научных школ и направлений, так и за счёт импорта передовых технологий.

В этих целях потребуются, в частности, гармонизация российского законода-

⁴ Основные направления таких преобразований даны, например, в докладе НИУ ВШЭ к XIV Апрельской международной научной конференции ВШЭ по проблемам развития экономики и общества (Москва, 2–5 апреля 2013 г.). Это [20]: реализация принципов верховенства права, последовательное культивирование независимости суда; перестройка взаимоотношений между бизнесом и всем блоком правоохранительных и судебных органов, необходимая для повышения доверия бизнеса к государству; расширение полномочий местного самоуправления, активизация гражданского общества; социальный блок (пенсия реформа, здравоохранение, образование, рынок жилья); демократизация, создание условий для эффективной политической конкуренции и периодической смены власти.

тельства в сфере правового регулирования внешнеэкономической деятельности отечественных энергетических компаний и привлечения иностранных инвестиций в энергетические проекты [19].

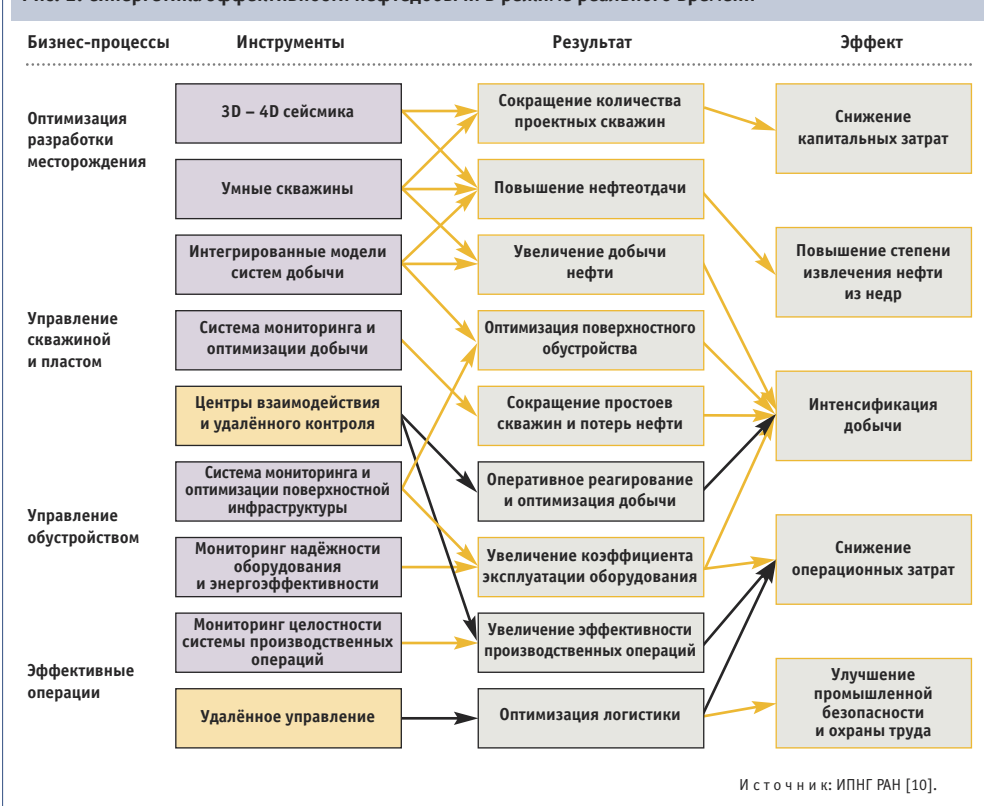
ТРЕБУЕТСЯ КОРЕННАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭК

Необходимо понимание на государственном уровне того, что нужна модернизация (в ряде случаев глубокая, коренная) всего существующего производственного потенциала, которая и обеспечит со временем совершенствование структуры экономики. Что касается структурных реформ, то они, безусловно, также необходимы, но не как изменение структуры экономики, а как преобразование её институтов.

Причём разработкой необходимых для модернизации прототипов технологий, опытных образцов и требуемых для их создания инженерно-технических и технологических решений – и для углеводородной энергетики будущего, и для нетрадиционных источников углеводородов – нужно заниматься уже сейчас. Создание принципиально новых технологий, в разы повышающих экономическую эффективность использования сырья и энергии, требует значительного времени – от 5 до 25 лет. Преобразования в структуре и методах работы исполнительной власти должны быть нацелены на поддержку действительно долгосрочных, наукоёмких проектов в энергетике. Следует сосредоточиться на разработке новых энергетических, в том числе и ресурсосберегающих, технологий – от научного задела до получения международного патента.

Но подобные перспективные технологии для энергетики носят во многом эксклюзивный, закрытый характер и невозможны без собственных научно-технических разработок, а также прикладных и фундаментальных исследований. Следовательно, государству необходимо заблаговременно, не дожидаясь промышленного освоения энергетических технологий нового поколения в других странах, обеспечить разработку подобных технологий в России. При этом обязательно привлечение к данной деятельности Российской академии

Рис. 2. Синергетика эффективности нефтедобычи в режиме реального времени



наук, особенно в части создания новых технологических принципов работы оборудования, решения задач ресурсосбережения и фундаментальных исследований в сфере энергобезопасности. В этой работе новую нишу получают и сохранившиеся отраслевые институты, и экспертные коллективы газовой, нефтяной и угольной отраслей и атомной энергетики. Они – при надлежащей государственной и корпоративной политике – могут превратиться в «точки кристаллизации» процессов восстановления полноценного инженерно-инновационного бизнеса, включающего проектные работы, создание, внедрение и доводку новых образцов оборудования и технологий.

Определённые научные и научно-технологические заделы российскими учёными и специалистами осуществлены. Отметим лишь некоторые из них, непосредственно относящиеся к нефтяной промышленности.

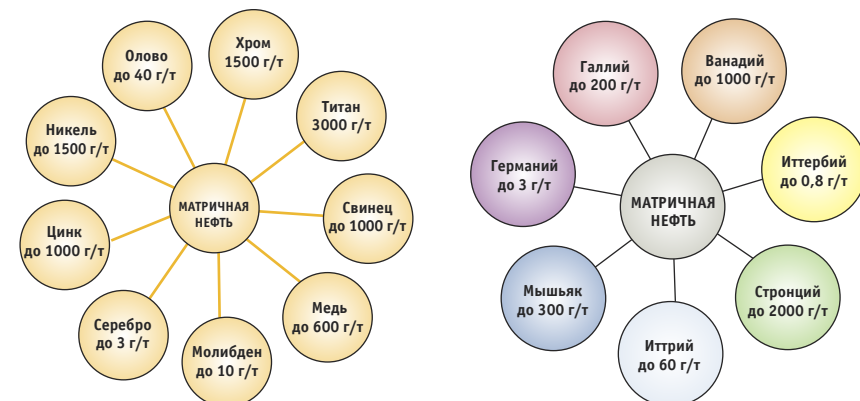
В части геологоразведки и добычи углеводородов – это развитие компьютерных технологий. Они позволяют обеспечить значительное продвижение методов трёхмерного гидродинамического моделирования и адекватной имитации жизненного цикла разработки нефтя-

ных и газовых месторождений. В сочетании с интегрированным мультидисциплинарным подходом к проблемам разработки месторождений подобное моделирование и мониторинг его реализации дают возможность получить эффект, сравнимый с результатами применения «третичных» методов повышения нефтеотдачи пластов и даже превышающий их [21].

Основными направлениями исследований институтов РАН в области высокопроизводительных вычислений для нефтегазового комплекса являются разработки:

- новых алгоритмов геолого-гидродинамического моделирования на основе результатов фундаментальных исследований. Данные алгоритмы должны более полно учитывать свойства реальных коллекторов и насыщающих их флюидов;
- эффективного программного обеспечения моделирования разработки месторождений углеводородов, проведения расчётов для обоснования проектов освоения ряда крупных месторождений;
- алгоритмов и программного обеспечения для обработки данных инновационных геофизических методов поиска, разведки и мониторинга освоения ме-

Рис. 3. Концентрации цветных, благородных, редких и редкоземельных металлов в матричной нефти



Источники: ИПНГ РАН [10].

сторождений углеводородов (пассивная эмиссионная сейсмотомография, электромагнитное зондирование);

- многоуровневых, интегрированных, постоянно пополняемых и обновляемых баз геоданных (геолого-геофизической и промысловой информации, геолого-гидродинамических моделей объектов разработки и др.);

- алгоритмов и программного обеспечения для управления в режиме реального времени объектами нефтегазового комплекса (разведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка, использование).

На базе подобных разработок учёные и специалисты РАН готовы предложить недропользователям рекомендации по эффективному применению технологий режима реального времени в практической деятельности (концепцию «Нефтяная компания в режиме реального времени» – НК-РРВ). Ожидаемая синергетика эффективности нефтедобычи в РРВ показана на рис. 2.

В части разработки обводнённых месторождений, вступивших в позднюю стадию освоения, и повышения коэффициента нефтеотдачи пластов также имеются определённые заделы. Это созданные и запатентованные учёными Института проблем нефти и газа РАН полимерно-гелевые технологии «Темпоскрин», «Темпоскрин-Люкс» и «Темпоскрин-плюс», позволяющие получать дополнительно миллионы тонн нефти, а также исследования физических механизмов снижения обводнённости нефти при волновом воздействии на продуктивные пласты, находящиеся на поздней стадии разработки.

Фундаментальные исследования ИПНГ РАН, изначально нацеленные на повышение степени извлечения нефти из пласта, позволили выявить новый вид углеводородного сырья, названный «матричной нефтью». Содержание в её составе не только углеводородов, но и цветных и благородных металлов, достигающих промышленных концентраций, позволяет рассматривать матричную нефть как высококачественное сырьё для будущей нефтехимической промышленности России с принципиально новым ассортиментом выпускаемой продукции (см. рис. 3).

Учёные ИПНГ РАН разработали технологию и получили патенты на добычу и переработку матричной нефти, в соответствии с которыми можно извлекать не только нефть, но и тербий, галлий, гафний, а также иттрий. Последний является одним из самых дефицитных металлов, он используется в космической промышленности. Другая уникальная продукция, которая может быть получена из матричной нефти, – это наносорбенты, нанотрубки, углеводородное волокно, новое поколение катализаторов и композитные материалы. Следует особо подчеркнуть, что цена этой продукции в десятки и сотни раз превышает стоимость нефтегазового сырья.

В целом же инновационные процессы позволяют обеспечить эффективную модернизацию всей российской энергетики и промышленности, создать современную конкурентоспособную экономику знаний и высоких технологий, в том числе обеспечивающую глубокую переработку углеводородного сырья и создание новой продукции с высокой добавленной стоимостью.

Использованные источники и литература

1. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года [Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р] // Собрание законодательства РФ [Электронный ресурс] / Портал ФАПСИ, НТЦ «Система». – № 47. – Ст. 5489. – Режим доступа: <http://zakonprostor.ru/content/base/127093/pdf>
2. Мاستепанов А. М. Корректировка Энергетической стратегии: некоторые первоочередные задачи // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом: научно-экономический журнал. – 2013. – № 9. – С. 6–10; № 10. – С. 5–12
3. Бекетов Н. В. Инновационно-технологические основы развития российской экономики. – URL: <http://viperson.ru/wind.php?id=638386&soch=1>
4. Делия В. П. Механизм рационального природопользования в условиях перехода к инновационной экономике // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2011. – № 2 (26). – URL: <http://uecs.mcsnp.ru>
5. Ивантер В. В., Комков Н. И. Состояние, перспективы и условия инновационного обеспечения модернизации экономики России // Новая экономика. Инновационный портрет России: информационно-аналитическое издание. – 2011. – URL: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=innov>
6. Комков Н. И., Гаврилов С. Л., Нешков О. А. Анализ возможностей и условий перехода к инновационному развитию экономики России // Сборник научных трудов Института народнохозяйственного прогнозирования РАН. – М.: МАКС-Пресс, 2004.
7. Мастепанов А. М. О некоторых проблемах, стоящих перед нефтегазовым комплексом России // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 14–15.
8. Дмитриевский А. Н., Мастепанов А. М. К вопросу о разработке новой энергетической стратегии России // Энергетическая политика. – 2013. – Вып. 2. – С. 25–33.
9. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) / А. Н. Дмитриевский, А. М. Мастепанов, М. В. Кротова; Под общей редакцией А. М. Мастепанова. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 336 с.
10. Ресурсно-инновационное развитие экономики России / А. Н. Дмитриевский, Н. И. Комков, А. М. Мастепанов, М. В. Кротова; Под ред. А. М. Мастепанова и Н. И. Комкова. – М.: Институт компьютерных исследований, 2013. – 736 с.
11. Актуальные вопросы развития ТЭК России // Газовая промышленность. – 2013. – № 2.
12. РЭА. Ежедневный обзор мировой энергетики и экономики / РЭА. – 2012. – № 37. – 1 декабря.
13. Конопляник А. А. Инновации и прямые инвестиции в нефть и газ как путь к новой экономике // Материалы конференции «20 лет после СССР. Что дальше?». – М., 2011. – 9 июня. – URL: <http://konoplyanik.ru/speeches/12.2011.pdf>
14. Гадиев Орит. Рецепт для России: Ключевой бизнес и смежные сферы // Ведомости. – 2013. – 3110 (3372). – 25 июня.
15. ТЭК и экономика России: вчера, сегодня, завтра (1990–2010–2030) / Под ред. Ю. К. Шафранника. – М.: Издательский центр «ЭНЕРГИЯ», 2011. – 448 с.
16. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга) / Под ред. В. В. Бушуева (ГУ ИЭС) и В. А. Каламанова (МЦУЭР). – М.: ИЦ «Энергия», 2011. – 360 с.
17. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. (основные положения) – URL: <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html>
18. Бушуев В. В. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г.: Доклад на публичных слушаниях с участием представителей ведущих отраслевых компаний и экспертных организаций, посвящённых проекту Энергетической стратегии России на период до 2035 года. Москва, 17 февраля 2014 г. – URL: http://energystrategy.ru/ab_ins/source/Bushuev_ES-2035-17.02.14.pdf
19. Российские интересы в мировой энергетике: участие российских компаний в международных энергетических проектах (от экспорта сырья к экспорту инноваций, идей и технологий) // ИнфоТЭК. – 2012. – № 11.
20. Состоится ли новая модель экономического роста в России? / Доклад к XIV Апрельской международной научной конференции по проблемам развития экономики и общества. Москва, 2–5 апр. 2013 г. / Е. Г. Ясин, Н. В. Акиндинова, Л. И. Яковлев, А. А. Яковлев; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2013. – 67 с.
21. Дмитриевский А. Н. Инновационное развитие нефтегазовой отрасли // Федеральный справочник. – Т. 24. – М.: Центр стратегического партнёрства, 2010.

Рациональный подход, а не «снятие сливок»



«Газпром нефть»

Необходимо восстановить государственную программу внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи

Аркадий БОКСЕРМАН,
доктор технических наук, руководитель секции МУН НТО НГ,
советник директора ОАО «ВНИИнефть»;
Артём ФОМКИН,
кандидат технических наук, генеральный директор ОАО «ВНИИнефть»;
Валерий КУЛЬЧИЦКИЙ,
доктор технических наук, исполнительный директор Центрального правления Межрегионального научно-технического общества нефтяников и газовиков имени И. М. Губкина;
Виктор ТКАЧУК,
заместитель исполнительного директора МНТО

Согласно мировому опыту, воспроизводство сырьевой базы нефтедобычи обеспечивается только на основе формирования и реализации двух взаимосвязанных государственных программ. Первая – разведка новых месторождений. Вторая – развитие и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

За прошедшие два десятилетия во многих нефтедобывающих странах быстро росла и становилась всё более приоритетной роль программ МУН, стимулируемых государством. Благодаря такому инновационному развитию нефтедобычи, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились за указанный период в 1,4 раза, а средняя проектная нефтеотдача к 2020 г., согласно прогнозам, достигнет 50%. При этом необходимо отметить тот факт, что значительный рост нефтеотдачи происходит на фоне существенного ухудшения структуры мировых запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов.

НЕ ИДТИ НА ПОВОДУ АМЕРИКАНСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

В 1985–1992 гг. в Советском Союзе успешно реализовывалась Государственная программа развития МУН, что позволило увеличить дополнительную добычу нефти в 4 раза, до 12 млн т. Руководил этим процессом Миннефтепром СССР, а внедрением МУН занимался Межотраслевой научно-технический комплекс «Нефтеотдача». Однако после распада СССР программа была свёрнута и до сих пор она не восстановлена. В результате добыча за счёт применения МУН упала на порядок, примерно до 1–1,5 млн т в год, а средняя проектная нефтеотдача – до 30%, что является одним из самых низких показателей в мире.

Актуальность восстановления Программы МУН очевидна ещё и потому, что в настоящее время мы имеем дело в основном с истощёнными активными запасами, а также с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными. Без МУН рацио-

нальная разработка месторождений с подобными запасами невозможна. Тем не менее в нашей стране всё ещё преобладает выборочная отработка запасов.

На негативные последствия такой политики, проводимой многими нефтяными компаниями, обратил внимание даже Президент РФ Владимир Путин. 13 февраля 2013 г. на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности он жёстко отметил, что к разработке месторождений надо подходить рационально, то есть не «снимать сливки», и что нельзя применять варварские технологии добычи нефти. Тем не менее МУН пока ещё не востребованы, преобладают другие методы интенсификации, которые нередко намеренно идентифицируются с МУН.

В предшествующие годы правительственные и законодательные органы принимали некоторые меры, направленные на стимулирование повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых и истощённых запасов, а также ввода в эксплуатацию нетрадиционных запасов нефти. Однако эти меры не системны, а критерии их применения носят пассивный характер. По существу, они стимулируют не применение МУН, а освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов традиционными способами при помощи методов интенсификации добычи.

Следует подчеркнуть, что в мировой практике государство предоставляет нефтяным компаниям экономические преференции не за то, что они разрабатывают трудноизвлекаемые запасы, а за то, что они обязательно должны применять МУН для кардинального повышения эффективности данной деятельности.

Таким образом, принятые к настоящему времени государственные меры в основном стимулируют интенсификацию добычи, а не увеличение нефтеотдачи. В связи с этим целесообразно обратить внимание на активно продвигаемую в последнее время американскую технологию извлечения сланцевой нефти для разработки баженовской свиты (БС). Из-за отсутствия эффективных способов разработки БС небольшая добыча нефти из отдельных её участков в течение многих лет ведётся с использованием естественного режима, в основном за счёт упругой энергии растворённого в нефти газа. Достижимая при этом нефтеотдача не превышает 3–5%. Американская технология также основана на упругой

энергии, но предусматривает мощную интенсификацию добычи углеводородов за счёт применения горизонтальных скважин большой протяжённости с многостадийным гидроразрывом. Очевидно, что при этом нефтеотдача останется практически на том же уровне.

Поэтому целесообразно обратить внимание на жёсткое замечание президента В. В. Путина относительно неэффективности использования таких технологий, высказанное в упомянутом выше выступлении: «...приведу пример. Если с месторождения углеводородов в первую очередь бесконтрольно выбрать весь газ, то пропадёт нефть. Что касается способов добычи самой нефти с помощью гидроразрыва и других достаточно варварских способов, вы понимаете, к чему это приведёт, специалисты это знают очень хорошо».

В России идёт интенсивное продвижение неперспективного способа разработки нетрадиционных запасов. Более того, принятые законодательные акты стимулируют применение данной технологии.

Тем не менее интенсивное продвижение американской технологии продолжается. Причём не берутся во внимание негативные последствия её применения, связанные с катастрофическими побочными эффектами для окружающей среды и быстрым ростом затрат, объём которых нередко превышает доход от реализации добываемых нефти и газа. Неслучайно уже в прошлом году многие производители в массовом порядке начали избавляться от сланцевых активов, в том числе такие крупные, как BP и Shell. Протестные настроения растут и в самой Америке. Однако пока в США преобладает политика, направленная на отказ от импорта углеводородов и преследующая определённую цель – превратить страну в лидера по их производству [1–2].

Итак, в России идёт интенсивное продвижение неперспективного способа разработки нетрадиционных запасов. Более того, принятые законодательные акты стимулируют применение данной технологии.

В то же время в ОАО «РИТЭК» (входит в структуру ОАО «ЛУКОЙЛ») в результате многолетней работы создали на основе отечественного термогазового способа

разработки [3] новую технологию применительно к конкретным условиям БС [4]. К настоящему времени завершён первый этап её промышленных испытаний. В результате научных и практических исследований подтверждён высокий потенциал возможного извлечения нефти из БС. Он на порядок выше, чем у предлагаемой американцами «сланцевой революции». Важно подчеркнуть, что ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «РИТЭК» вложили в этот проект значительные инвестиции, не дожидаясь каких-либо льгот. Конечно, руководители этих компаний заслуживают глубокой благодарности и уважения за профессионализм, дальновидность, патристический подход к решению важной государственной проблемы.

Пора прекратить миллиардные затраты на закупку и продвижение преимущественно зарубежных технологий и начать активно развивать отечественные МУН. Их потенциал в России высок, но пока недостаточно востребован.

Именно поэтому необходимо в максимально короткие сроки восстановить Государственную программу МУН.

Принципы Программы МУН

Необходимым условием формирования Программы проектов МУН является соблюдение ряда принципов.

Во-первых, нужен открытый конкурс проектов с участием всех недропользователей и с прозрачным процессом отбора победителей. Критериями такого отбора должны стать:

- обязательное применение современных МУН;
- потенциал прироста извлекаемых запасов, в том числе за счёт использования технологии на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (истощённые высокопродуктивные месторождения; низкопроницаемые коллекторы, содержащие лёгкую нефть; высоковязкие нефти; сложнопостроенные карбонатные коллекторы) и с нетрадиционными запасами (тяжёлые нефти и битумы; лёгкая нефть в нефтематеринской породе баженовской свиты и доманиковых отложениях);
- по возможности наиболее благоприятные геолого-промысловые условия для успешной реализации проекта.

Во-вторых, обязательным условием конкурса должна стать приоритетность отечественных технологий и технических средств и выполнение российскими предприятиями 100% работ с применением российских технологий.



«Газпром нефть»

В-третьих, необходимо обеспечить равнодоступность нефтяных компаний к Программе проектов МУН и прозрачность её формирования. В связи с этим требуется решить следующие задачи:

- установление чёткой трактовки термина «современные методы увеличения нефтеотдачи»;
- формирование механизма и нормативно-правовых актов с целью стимулирования реализации проектов испытаний и освоения современных МУН;
- определение уполномоченной государством организации в области создания и развития современных МУН;
- стимулирование по закону прямого действия прошедших по конкурсу проектов применения современных МУН;
- организация контроля за ходом выполнения программы на основе ежегодной независимой экспертизы;
- ежегодные пополнение и корректировка Программы проектов МУН.

Упомянутые выше задачи и конкретные пути их решения содержатся в Концепции программы преодоления падения нефтеотдачи (Концепция) [5], сформированной и направленной в Правительство РФ в 2006 г.

Работа по формированию Концепции целенаправленно велась большой группой специалистов ОАО «Зарубежнефть», ОАО

Необходимо принять правительственное решение о восстановлении Государственной программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе промысловых испытаний, освоения и развития современных МУН.

«РИТЭК», других организаций, органов федеральной власти и региональных властей, в том числе в рамках деятельности специальных рабочих групп Государственной Думы РФ и Агентства Энергетики.

В этой Концепции и дополнительных к ней материалах содержатся конкретные предложения по принятию законодательных и правительственных мер, необходимых для восстановления и реализации Программы МУН.

Конкретные предложения Концепции

Основные предложения Концепции сводятся к следующему.

Первое. Необходимо принять правительственное решение о восстановлении Государственной программы воспроизводства сырьевой базы нефтедо-

бычи на основе промысловых испытаний, освоения и развития современных МУН. Эта программа должна учитывать двухэтапный характер внедрения данных методов. Первый этап – промысловые испытания (Программа ОПР МУН), второй этап – промышленная реализация современных МУН (Программа освоения МУН).

Второе. Поручить Минприроды и Минэнерго организовать формирование Программы ОПР и освоение современных МУН, а также контроль за их реализацией.

Формирование Программы ОПР МУН следует начать уже в 2014 г. К 2016 г. в неё необходимо включить 10–15 проектов с последующим ежегодным пополнением в количестве 5–7 проектов.

Третье. Минприроды совместно с Минэнерго необходимо определить головную организацию со следующими основными функциями:

- формирование на конкурсной основе и контроль за выполнением Государственной программы промысловых испытаний и освоения современных МУН;
- подготовка необходимых нормативных документов по созданию и использованию фонда нефтеотдачи, предназначенного для финансирования Федеральной программы по испытанию новых

МУН (при этом необходимо учитывать опыт аналогичных фондов в других нефтедобывающих странах мира, а также Закон РФ «О недрах»);

- внесение предложений по цивилизованному механизму экономического стимулирования и обязательного применения отечественных достижений научно-технического прогресса в области увеличения нефтеотдачи пластов, конечной целью которого является наращивание поступлений в государственный бюджет средств для решения социально-экономических и политических задач;

- формулирование предложений по системе экономического стимулирования новых методов и средств увеличения нефтеотдачи;

- создание ассоциации сервисных предприятий, которые способны на современном уровне проводить работы по полному циклу – от сейсмических исследований, построения моделей месторождений, подсчёта с их применением запасов и подготовки технологических документов до составления программ повышения эффективности разработки месторождений и их промышленной реализации «под ключ»;

- организация независимой экспертизы и контроля за реализацией государственных программ, а также за деятельностью всех недропользователей в части решения проблемы увеличения нефтеотдачи месторождений.

В качестве уполномоченной организации рекомендуется определить входящие в состав ОАО «Зарубежнефть» предприятия, успешно выполнявшие приведённые выше функции в советские времена, – ОАО «РМНТК «Нефтеотдача» и ОАО «ВНИИнефть им. акад. А. П. Крылова», – а также Межрегиональное Научно-техническое общество нефтяников и газовиков им. акад. И. М. Губкина совместно с научными и учебными институтами, входящими в состав НП «Национальный институт нефти и газа» в форме консорциума.

Четвёртое. Внести в Налоговый кодекс следующее определение:

«Термин «Методы увеличения нефтеотдачи пластов» означает способы разработки, основанные на извлечении нефти с использованием поддержания потенциала внутрипластовой энергии за счёт закачки агентов, отличающихся повышенным потенциалом вытеснения нефти по сравнению с закачкой воды в пласт или газа в газовую шапку, и включает применение следующих способов, а также их интеграцию:

- химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерных и мицеллярных растворов, закачка щелочных и кислотных составов и других реагентов с целью увеличения нефтеотдачи);

- газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями – закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или её образование непосредственно в нефтяном пласте)».

Пятое. Определить следующий порядок формирования Программы ОПР МУН.

Нефтяные компании представляют в головную организацию предложения по выбору опытных полигонов и предлагае-

мые нефти, сложнопостроенные карбонатные коллекторы) и с нетрадиционными запасами (тяжёлые нефти и битумы, лёгкая нефть в нефтематеринской породе баженовской свиты, абалакская и тюменская свиты, доманиковые продуктивные отложения, полукolleкторы);

- по возможности наиболее благоприятные геолого-промысловые условия для успешной реализации проекта;

- приоритетность отечественных технологий и технических средств и выполнение российскими предприятиями 100% общего объёма работ с применением отечественных технологий.

Далее составляется технологическая схема ОПР МУН и передаётся для согласования в ЦКР и утверждения в Роснедра.

Наконец, из утверждённых проектов формируется Программа ОПР, которая передаётся для утверждения в Комиссию при Президенте РФ по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности (см. рис.).

Схема формирования Программы ОПР МУН



мых для промысловых испытаний методов увеличения нефтеотдачи. В головной организации на специально созданном экспертном совете производится отбор опытных полигонов на основе следующих критериев:

- их характеристика должна отражать типичные особенности структуры запасов;

- ранжирование по потенциалу прироста извлекаемых запасов на месторождении с трудноизвлекаемыми запасами (истощённые высокопродуктивные месторождения, низкопроницаемые коллекторы, содержащие лёгкую нефть, высоко-

Шестое. Предоставление нефтяным компаниям на время реализации ими проектов МУН следующих экономических стимулов:

- нулевой ставка НДС, обоснованность которой определяется тем, что в результате успешной реализации проектов современных МУН прирост извлекаемых запасов сопоставим с вводом в разработку новых месторождений, налоговые каникулы для которых введены с 01.01. 2007 г.;

- освобождения от налога на прибыль средств, направленных на инновационное развитие нефтедобычи, а также на научные и промысловые исследования;

- освобождения от налога дополнительных капитальных вложений на реализацию проекта;

- освобождения объёмов нефти, добываемой в ходе реализации проекта, от экспортных пошлин или их существенного снижения.

Седьмое. Согласно зарубежному и отечественному опыту, стимулирование ОПР МУН позволяет сформировать Фонд нефтеотдачи за счёт отчисления небольшой доли (до 10–15%) невзимаемых налоговых отчислений.

Головная организация должна использовать этот фонд только для следующих целей:

- развития научных исследований, направленных на создание и совершенствование новых технологий и технических средств увеличения нефтеотдачи. При этом особое внимание необходимо уделить кардинальному повышению отечественного технологического, технического и информационного уровней обеспечения МУН в смежных отраслях (машиностроительном и в первую очередь военно-промышленном комплексах, а также химическом, микробиологическом и информационном);
- расширения масштабов применения новых технологий и технических средств;
- экспертизы технологических документов на стадии отбора проектов в Программу ОПР и результатов их реализации;
- обеспечения научного сопровождения реализации проектов Программы ОПР МУН, ежегодного анализа их результатов;
- обобщения итогов осуществления Государственной программы ОПР МУН.

ПРИОРИТЕТ – МАЛЫМ КОМПАНИЯМ

Зарубежный опыт свидетельствует, что лидерами в промысловых испытаниях и внедрении новых, перспективных МУН являются малые частные нефтяные компании. Поэтому в целях ускорения формирования Программы ОПР и отработки прозрачной системы контроля представляется целесообразным поручить Некоммерческому партнёрству «Нефтегазпром» с участием Минэнерго подготовить в максимально короткие сроки проекты ОПР для входящих в упомянутое НП малых компаний и передать их на утверждение и включение в Программу ОПР.

Следует обратить внимание на то, что в мировой практике государство в пер-

Основные ожидаемые результаты реализации Программы ОПР МУН

Годы	Прирост извлекаемых запасов, млрд т	Потенциал доп. добычи нефти, млн т/год
2020	3,5–4,0	150–200
2025	5,0–6,0	200–300
2030	6,5–7,0	250–350

вую очередь предоставляет экономические стимулы именно малым нефтяным компаниям. Это обусловлено следующими важными факторами.

Во-первых, в основном они владеют месторождениями с истощёнными, трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами. Именно такие месторождения требуют применения современных МУН.

Во-вторых, объём запасов нефти малых компаний невелик, и потому уровень добычи традиционными методами чаще всего не обеспечивает удовлетворительного срока окупаемости затрат. Его можно сократить только путём существенно прироста извлекаемых запасов и интенсификации добычи на этой основе.

В-третьих, малый размер месторождений позволяет проводить опытные работы не на отдельном участке, а на месторождении в целом. В этом случае может быть легко обеспечена прозрачная система контроля стимулируемого уровня добычи нефти не отдельных скважин, а объекта в целом.

Именно приведённые выше особенности определяют ведущую роль малых нефтяных компаний в испытании и освоении современных МУН. В качестве примера можно вспомнить о том, что в 1980 годы отечественный термогазовый метод проходил промысловые испытания в рамках международного проекта «Интернефтеотдача». Его осуществляли МНТК «Нефтеотдача» с советской стороны и компания Атосо – с американской. В США испытания проводились на месторождении с карбонатным коллектором. За последующие 15 лет данный метод применялся на 11 аналогичных месторождениях двумя малыми нефтяными компаниями, а уровень дополнительной добычи на них был доведён почти до 1 млн т в год.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ Программы МУН

Формирование и реализация Программы проектов МУН позволят к 2030 г. достичь увеличения следующих параметров:

- потенциала извлекаемых запасов нефти в размере не менее 40 млрд т;
- средней проектной нефтеотдачи с 30% до 39–40%;

- проектной нефтеотдачи ТИЗ с 27% до 35–37%;

- потенциала дополнительной годовой добычи в размере 350–450 млн т.

Наконец, увеличатся поступления в государственный бюджет, что позволит решить ряд социальных проблем. Это про-

изойдёт благодаря следующим факторам:

- диверсификации экономики за счёт развития отраслей, смежных с «нефтяной» (машиностроительной, химической, микробиологической, информационной);
- развитию отечественных наукоёмких технологий и сервисных предприятий;
- кардинальному увеличению добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в обустроенных регионах;
- приросту извлекаемых запасов без затрат на разведку.

При этом в районах с развитой инфраструктурой себестоимость добычи в промышленных масштабах за счёт инновационных технологий окажется в 1,3–1,5 и более раз ниже, чем на новых капиталоемких месторождениях Восточной Сибири, тем более континентального шельфа.

Таким образом, экономическая целесообразность реализации Программы проектов МУН для государства очевидна.

В настоящее время Экспертная секция «Воспроизводство сырьевой базы ТЭК» Консультативного совета при председателе Комитета Государственной Думы РФ по энергетике совместно с Межрегиональным Научно-техническим обществом нефтяников и газовиков им. акад. И. М. Губкина завершает работу по окончательному формированию этих предложений. Их использование позволит создать прозрачную систему формирования и стимулирования Госпрограммы проектов МУН и контроля за их промысловой реализацией нефтяными компаниями.

Литература

1. Газ, который лопнул // Комсомольская правда. 2013. 28 октября. С. 10–11.
2. Андрианов В. Скелеты из шкафа «сланцевой революции» // Нефть России. 2014. № 1–2. С. 16–20.
3. Пат. 2139421 Российская Федерация. Способ разработки нефтяного месторождения / Боксерман А. А. (патентообладатель), Антониадин Д. Г., Батурин Ю. Е., Берштейн А. М., Кашик А. С., Малышев А. Г., Сонин В. П.; заявл. 09.09.98.
4. Пат. 2418944 Российская Федерация. Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений / Боксерман А. А., Грайфер В. И., Николаев Н. М., Кокорев В. И., Чубанов О. В., Якимов А. С., Карпов В. Б., Палий А. П.; заявл. 16.04.10.
5. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи. – М., 2006.

НАКОПИТЕЛЬНОЕ СТРАХОВАНИЕ

— это будущее
ваших детей



8-800-200-68-86 ЗВОНОК ПО РОССИИ
БЕСПЛАТНЫЙ

0530 БИЛАЙН, МЕГАФОН, МТС
ЗВОНОК БЕСПЛАТНЫЙ

www.RGS.ru

Каспийский вектор России



Астраханская область может стать центром притяжения интересов России на Каспии

В прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г. отмечается, что Астраханская область станет лидером инвестиционного роста в Южном федеральном округе. Предполагается, что развитие нефтегазового комплекса региона приведёт к увеличению объёмов промышленного производства почти в восемь раз, инвестиций – в три с половиной раза. Регион превращается в центр сосредоточения интересов страны на Каспии, на шельфе которого идёт активная реализация проектов по разведке и добыче углеводородов. Об этом журналу «Нефть России» рассказал губернатор области Александр ЖИЛКИН.

– Александр Александрович, считаете ли Вы реальными представленные в правительственном прогнозе цифры?

– Они вполне реальны. Этот прогноз был сделан на основе показателей, достигнутых нами при реализации первого этапа стратегии развития региона. Ва-



ловой региональный продукт вырос более чем в три раза – с 59 млрд рублей в 2004 г. до 240 млрд в 2013 г. Десять лет назад консолидированный бюджет формировался исходя из доходов на уровне 12 млрд рублей. При этом в распоряжении субъекта оставалось порядка 7 млрд

рублей. В 2013 г. консолидированный бюджет достиг 40 млрд рублей, в том числе областной – 31 млрд. В текущих ценах рост почти пятикратный. Это наглядная демонстрация того, как работают инвестиции. Судите сами, в 2004 г. их было 20 млрд рублей, а в 2013-м – более 100 млрд рублей.

– Какие основные инвестиционные проекты запланированы?

– Большая часть инвестиций направлена на развитие топливно-энергетического комплекса, прежде всего в проекты на Каспии. На шельфе открыто восемь крупных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений и более 20 перспективных структур. Продолжается освоение «ЛУКОЙЛом» месторождения им. Ю. Корчагина, в настоящее время в эксплуатацию введено 12 добывающих скважин, накопленная добыча нефти к началу 2014 г. превысила 2,6 млн т. Компания приступила к активному обустройству крупнейшего месторождения – им. В. Филановского. Объём инвестиций по нему превысит 300 млрд рублей, добыча нефти должна начаться в конце 2015 г., и в течение нескольких лет



она выйдет на проектный уровень – свыше 6 млн т ежегодно.

Кроме того, «ЛУКОЙЛ» является локомотивом привлечения инвестиций в сопредельные отрасли, такие как судостроение, металлообработка, машиностроение, строительство. Плюс ко всему за ним пришли сервисные компании, например всемирно известная Schlumberger. Она сегодня строит производственную базу для обслуживания нефтяных и газовых месторождений всех недропользователей, действующих в регионе.

На наших верфях собираются буровые платформы, создано производство по нанесению утяжеляющего защитного бетонного покрытия и изоляции трубопроводов. Даже выпуск специального питания для вахтовиков будет осуществляться в области.

Второй наш стратегический партнёр – «Газпром», который продолжает очень активную работу по модернизации Астраханского газоперерабатывающего завода с целью выпуска бензина и дизтоплива стандартов Евро-4 и Евро-5. Полным ходом идёт реализация проекта по увеличению выпуска гранулированной серы. Это необходимо для того, чтобы уйти от комовой серы и оказывать меньшее негативное влияние на экологию региона.

Следующая компания – это, конечно, КТК, который реализует проект по рас-



НАША СПРАВКА

Александр Александрович ЖИЛКИН родился 26 августа 1959 г. в селе Цветное Астраханской области в семье рыбака.

В 1981 г. он окончил физико-математический факультет Астраханского педагогического института.

В 1981–1987 гг. – преподаватель, завуч, директор школы.

В 1988–1991 гг. – депутат Верховного Совета РСФСР.

С октября 1991 г. – первый заместитель главы администрации Астраханской области.

С 2004 г. – губернатор Астраханской области.

Доктор биологических наук, владеет английским языком.

Женат, имеет двух дочерей.

В общей сложности сейчас на территории области работают 16 нефтегазовых компаний, и большая часть из них ведёт поиск и разведку месторождений.

ширению мощности трубопроводной системы. На территории области уже реконструирована одна нефтеперекачивающая станция, а также осуществляется строительство двух новых – А-НПС-4А и А-НПС-5А.

В общей сложности сейчас на территории области работают 16 нефтегазовых компаний, и большая часть из них ведёт поиск и разведку месторождений. В частности, начинается ввод в опытно-про-



мышленную эксплуатацию Верблюжьего месторождения. Там уже осуществляется пробная добыча нефти и проектируется строительство нефтеперерабатывающего завода. Продолжается разведка открытого в 2012 г. Великого нефтяного месторождения в Харабалинском районе. Это импульсный проект для развития Астраханской области в долгосрочной перспективе. Месторождение действительно крупное – 330 млн т нефти и 99 млрд м³ растворённого газа. Но я думаю, что его запасы ещё более увеличатся. Сегодня компания, открывшая данное месторождение, разрабатывает программу по его дальнейшему изучению.

– Как Вы оцениваете участие астраханского ТЭК в обеспечении энергетической безопасности страны?

– Безусловно, эта роль становится всё более значимой. Нефтегазовые проекты дают импульс к развитию сопредельных отраслей. Хорошие темпы демонстрирует энергетика. После того как «ЛУКОЙЛ» в октябре 2013 г. ввёл в эксплуатацию новую электростанцию ПГУ-235, в регионе практически была решена проблема энергодефицита, перетоки из энергосистемы Волгоградской области сократились в три раза. Параллельно осуществляется модернизация электрических подстанций и узлов нагрузок. За год сооружено около 133 км линий электропередачи, более 35,5 МВА трансформаторных мощностей. Заработала новая современная подстанция «Газовая», обеспечивающая электрической энергией потребителей астраханского газового комплекса. Выполнен первый этап программы модернизации подстанции

Внешнеторговый оборот Астраханской области прошлым году вырос на 40% и достиг 1,3 млрд долларов. Мы сотрудничаем более чем с 80 государствами, наиболее активно – с Прикаспийскими странами.

«Харабали», продолжается строительство электростанции в Знаменске.

Мы берём курс на активное внедрение экологически чистых технологий энергетике, как это делают в жарких странах. Благо, климатические условия нам это позволяют. Так, в прошлом году мы первыми в России начали масштабное использование солнечной энергии. Реализован проект «Солнечный город». Приступили к строительству ещё шести объектов солнечной генерации, два из которых инвесторы планируют завершить в нынешнем году (в Наримановском и Володарском районах – каждый мощностью по 15 МВт). Сейчас рассматриваем проекты, связанные с ветровой энергетикой.

– Как развиваются отношения между Астраханской областью и зарубежными партнёрами?

– Наш внешнеторговый оборот в прошлом году вырос на 40% и достиг 1,3 млрд долларов. Мы сотрудничаем более чем с 80 государствами, наиболее активно – с Прикаспийскими странами. Географически и экономически сложилось так, что развитие региона в значительной степени мы связываем с формирова-

нием единого экономического и культурного пространства государств Прикаспия. Мы доказали, что действительно можем стать центром притяжения интересов России на Каспии. В октябре этого года у нас пройдёт саммит глав Прикаспийских стран, куда приедут пять президентов. Не всякий субъект федерации может похвастаться подобным. С Прикаспийскими странами налажены добрососедские, тёплые отношения, и потому совершенно логично провести такую встречу на нашей территории. Это прекрасный повод обратить внимание на себя, а также импульс к привлечению инвестиций и развитию делового туризма.

– Каким Вы видите будущее Астраханской области?

– Экономика, подобно губке, впитывает поток инвестиций. Наша задача – поддержать достигнутый уровень. Как бы парадоксально это ни звучало, в регионе наблюдается уникальный процесс: все инвестиции, реализуемые и привлекаемые топливно-энергетическим комплексом, работают на диверсификацию экономики региона. То есть за счёт этих денег, за счёт выполнения крупных заказов растут и развиваются другие отрасли, такие как судостроение, строительство и т. д.

Мы предложили Правительству РФ создать промышленно-производственную особую экономическую зону на территории Астраханской области и пригласить в регион иностранные компании, чтобы для снижения издержек именно здесь они открывали своё производство. Зарубежным компаниям это будет выгодно: их оборудование не станет облагаться таможенными пошлинами. Мы будем работать не только на нашу область, но и на весь Прикаспийский регион. В этом и заключается реализация государственных интересов на каспийском направлении. Сейчас идёт проработка данного вопроса. Проект кардинально изменит нашу промышленность.

Мы уже провели переговоры с 19 крупнейшими мировыми компаниями, такими как швейцарская машиностроительная корпорация Liebherr, финское подразделение концерна ABB – ABB-Marine. И они заинтересованы войти в наш проект.

Мы уверены, что осуществление подобных проектов повлечёт за собой резкое увеличение налоговых доходов, а это – новые возможности для социальной сферы, повышения уровня и качества жизни астраханцев.

offshore
marintec
RUSSIA



Международная конференция и выставка по судостроению и разработке
высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

7-10 октября 2014

— Санкт-Петербург —



www.offshoremarintec-russia.ru

Организаторы:

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ



SIEMENS

РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА

(812) 320 8015 frolova@restec.ru

Генеральный спонсор

Официальный спонсор

Спонсор круглого стола

Официальное издание

Зачем страховать свою жизнь?

Жизнь постоянно преподносит нам сюрпризы. Иногда приятные, иногда наоборот. Каждый наверняка без труда припомнит, как непредвиденные и неблагоприятные события, связанные со здоровьем и трудоспособностью, сводили на нет наши радужные планы. Если всё в порядке – дом, семья, работа, – не хочется думать о плохом. Но когда происходят неприятные события, то к ним надо быть готовым, по крайней мере, в финансовом плане. Тем более если непредвиденное событие может повлиять не только на нашу собственную судьбу, но и на жизнь наших детей, родных и близких.

Как же защитить тех, кто вам действительно дорог, от последствий непредвиденных происшествий и при этом накопить определённую сумму к подобному событию в жизни? В большинстве развитых стран уже давно нашли ответ на данный вопрос, сделав ставку на такой финансовый инструмент, как накопительное страхование жизни. И это отнюдь не случайно. Полис страхования жизни – это уверенность в сегодняшнем и завтрашнем дне, гарантия сохранения привычного уровня жизни вашей семьи, что бы ни произошло.

В Германии полисы накопительного страхования жизни имеет приблизительно 90% взрослого населения	В России – не больше 5%
Во Франции на полисы накопительного страхования приходится 20% всех финансовых активов населения	В России – около 0,5%
В Японии размер страховых платежей на душу населения – 4000 долларов в год	В России – 1 доллар
В США доля страхования жизни достигает 60% от всех страховых сборов	В России – не превышает 10%

Безусловно, сегодня существует много различных способов накопления: банковский депозит, покупка недвижимости или драгоценных металлов, ПИФы и т. д. Но ни один из них не обеспечит вам надёжную финансовую защиту от последствий несчастных случаев в дополнение к стабильной доходности и сохранности ваших вложений.

На сегодняшний день есть только один финансовый инструмент, который совмещает в себе накопление и надёжную защиту – накопительное страхование жизни. Это своеобразная копилка финансового благополучия для вас и вашей семьи. С договором страхования вы формируете капитал, чтобы реа-

лизировать свои долгосрочные цели и сохранять привычный уровень жизни.

Одновременно с этим вы получаете надёжную страховую защиту от непредвиденных событий, будь то травма, авария, болезнь или несчастный случай. Если что-то случится, то страховая компания осуществит гарантированную выплату. Причём ваши сбережения не только останутся в целости и сохранности (выплаты по страховым случаям никак не влияют на сумму накоплений), но и увеличатся благодаря дополнительному доходу от участия в инвестиционной деятельности страховой компании.

Заключая договор накопительного страхования жизни, вы сами выбираете, какую сумму хотите накопить и в течение какого срока. Страховые взносы могут оплачиваться единовременно, ежемесячно, ежеквартально, раз в полгода или ежегодно. Всё зависит только от ваших желаний и возможностей.

Без страхового полиса вы создаёте риск для финансового благополучия собственной семьи. Вложив небольшую сумму в накопительное страхование жизни сегодня, вы сразу приобретаете надёжную защиту и гарантию получения накопленной суммы в будущем.

Сейчас, возможно, лучшее предложение клиентам на рынке накопительного страхования у компании РОСГОССТРАХ ЖИЗНЬ – программы «Престиж 2» и «Престиж Дети 2».

Помимо надёжной страховой защиты по основным и дополнительным рискам данные программы обеспечивают расширенное страховое покрытие (увеличение финансовой защиты). Это значит, что вы получаете в подарок защиту на особых условиях. А именно:

По программе «Престиж 2»

- Стационарное лечение в результате несчастного случая, произошедшего во

время нахождения в служебной командировке.

- Травма, полученная в результате катастрофических явлений.
- Смерть в результате катастрофы на воздушном транспорте.

По программе «Престиж Дети 2»

- Травма, полученная в результате катастрофических явлений.
- Стационарное лечение в результате несчастного случая, произошедшего во время нахождения на территории учебного заведения или детского сада.



Что особенно приятно, при заключении договора страхования по программам «Престиж 2» вы получаете серьёзные бонусы.

Карта РАТ

Благодаря карте РАТ (Российское Автомобильное Товарищество) вы сможете в любой момент получить качественный и оперативный сервис помощи на дорогах в течение года с момента активации услуги.

Кредитная карта РОСГОССТРАХ БАНКА

Карта с кредитной линией на 300000 рублей и беспроцентным кредитом до 50 дней послужит надёжным помощником в любых ситуациях. Интернет-банк и SMS-информирование предоставляются бесплатно.

Страхование для выезжающих за рубеж

Страховой полис со страховой суммой 30000 евро обеспечит надёжную защиту от непредвиденных расходов на медицинскую помощь, как бы далеко от дома вы ни находились.

«Медицинский консьерж»

Уникальная услуга в организации медицинской помощи при диагностировании смертельно опасного заболевания с качественным сервисом мирового уровня в России и за границей.

Накопительное страхование жизни – это уникальная возможность для решения множества жизненно важных вопросов, с которыми может столкнуться каждый человек. Благодаря страховым программам вы и ваши близкие в состоянии эффективно планировать будущее и быть уверенными в завтрашнем дне.

Планируйте своё будущее вместе с РОСГОССТРАХ ЖИЗНЬ!

8 (800) 200-68-86 (звонок по России бесплатный)

www.RGS.ru

ООО «СК РГС-Жизнь». Лицензия С № 3984 77 ФССН от 11.11.2005 года.



Замыкая газовый баланс Европы

Перспективы России на европейском рынке «голубого топлива» будут зависеть не от того, сколько мы можем экспортировать, а от того, сколько у нас готовы купить

Андрей КОЛПАКОВ
(Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН)



Несмотря на то что Россия является крупнейшим поставщиком на европейском газовом рынке, за последнее десятилетие её позиции существенно ослабли. Одной из причин этого стали «газовые войны» с Киевом, существенно подпортившие имидж «Газпрома» в Европе. Теперь Украина – один из постоянных триггеров для обострения российско-европейских отношений в газовой сфере, и к «украинскому фактору» часто апеллируют при обосновании необходимости отказа Европы от российского газа. Осложнение политической ситуации на Украине и вхождение Крыма в состав РФ подняли новую волну заяв-

лений на эту тему. Но способна ли Европа полностью или частично отказаться от российского газа, и где тот порог, который она не сможет перешагнуть, как бы ей этого ни хотелось?

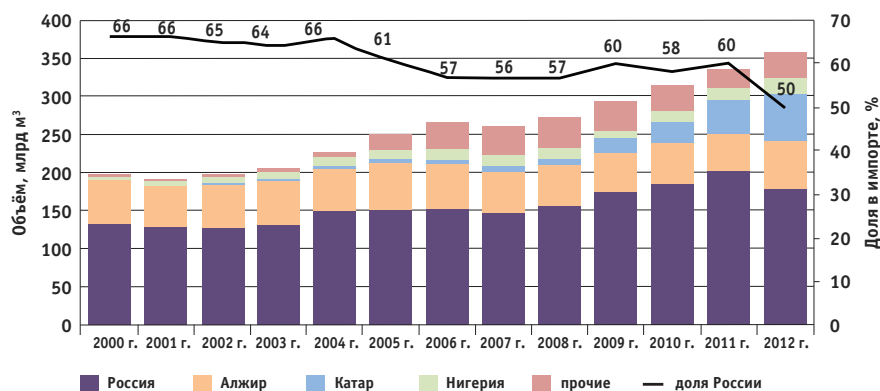
Позиции России ослабевают

Европейский рынок¹ является основным экспортным направлением для поставок российского газа. В 2012 г. в Европу было отправлено 178 млрд м³ данного энергоносителя (27% годовой добычи в стране), что обеспечило «Газпрому» 60 млрд долларов выручки, а экспортные пошлины принесли 9% доходов в федеральный бюджет. Таким образом, «европейский вектор» важен для России и играет существенную роль в формировании доходов газовой отрасли и бюджета страны.

Но и российский газ в настоящее время незаменим для Европы. Уже более 40 лет

¹ Под Европой в рамках данной работы подразумеваются все страны, находящиеся западнее России. Это не только ЕС, но и Норвегия, Турция, Украина, Белоруссия и ряд других государств.

Рис. 1. Поставки природного газа в Европу в 2000–2013 гг.



Источники: BP Statistical Review 2001–2013.

РФ – это крупнейший поставщик «голубого топлива», стабильно обеспечивающий более половины всего импорта. Однако за последние четыре посткризисные года доля российских поставок снизилась с 60% до 50%, а по сравнению с 2000 г. падение составило 16 п. п. (см. рис. 1).

Данная тенденция может быть объяснена рядом факторов, основными из которых являются:

- «газовые войны» и жёсткая позиция в отношении введения индексации контрактных цен на газ по спотовому рынку негативно повлияли на имидж «Газпрома»;

- растущая конкуренция со стороны поставщиков СПГ, предлагающих более гибкие условия продаж и более низкие цены;

- рынок сильно политизирован, Европа стремится обеспечить собственную энергобезопасность путём снижения зависимости от традиционных поставщиков и диверсификации источников закупок газа.

В настоящее время Европа принципиально добивается того, чтобы покупать российский газ в самую последнюю очередь. Таким образом, сегодня РФ выступает в роли замыкающего поставщика. Впрочем, у данного явления есть и экономический аспект. Дело в том, что полные затраты на поставку российского «голубого топлива» в Европу являются самыми высокими среди всех направлений. Это означает, что наша страна

наименее конкурентоспособна в части ценовых предложений, так как имеет более жёсткие ограничения по ценовым манёврам в сравнении с другими поставщиками (см. рис. 2).

НЕСБЫВШИЕСЯ НАДЕЖДЫ ЕВРОПЫ

Сразу после мирового кризиса 2008 г. в экспертной среде сложились следующие ожидания в отношении перспектив развития европейского рынка природного газа:

- рост энергопотребления на фоне восстановления европейской экономики;

- увеличение доли газа в энергобалансе Европы, как наиболее «чистого» углеводородного топлива, в связи со стремлением европейских государств к снижению выбросов CO₂;

- существенные перспективы собственной добычи сланцевого газа;

- развитие глобального рынка СПГ и появление в Европе новых гибких поставщиков;

- желание наладить поставки среднеазиатского газа, в качестве основного проекта рассматривался Nabucco мощностью более 30 млрд м³ в год;

- существенный переизбыток предложения газа на европейском рынке и, как следствие, относительно низкие спотовые цены по сравнению с контрактным газом традиционных поставщиков, цены на который в значительной степени индексируются по нефти и нефтепродуктам. Именно поэтому европейские потребители форсировали ослабление нефтяной индексации и привязки газовых цен к спотовому рынку.

Однако по прошествии пяти лет можно констатировать, что в действительности всё сложилось иначе. Во-первых, европейская экономика по-прежнему демонстрирует кризисные явления и не обеспечивает дополнительного роста спроса на энергию, в том числе на газ.

Во-вторых, доля газа в энергобалансе Европы не только не увеличилась, но и

Рис. 2. Затраты на поставку природного газа на европейский рынок, долл. (2010) / тыс. м³



Источники: OME 2006, индексы Oil & Gas Journal Producer Price Index: Crude Energy Materials, оценки автора.

снизилась вследствие «чёрной волны» сланцевого газа в США и наращивания потребления дешёвого угля (см. рис. 3).

В-третьих, результаты геологоразведочных работ в области сланцевого газа оказались неудовлетворительными; идеи развития его добычи в Европе выглядят уже менее перспективными.

В-четвёртых, поставки среднеазиатского газа согласованы только по Транс-адриатическому газопроводу в объёме 16 млрд м³ в год.

В-пятых, приостановка работы атомных станций в Японии после аварии на АЭС «Фукусима» создала дополнительный спрос и привела к росту цен на природный газ в Юго-Восточной Азии (далее – ЮВА), что сделало данный рынок премиальным для поставщиков. В результате большая часть поставок СПГ переместилась именно туда (это хорошо видно на примере «гибкого» Катара, см. рис. 4).

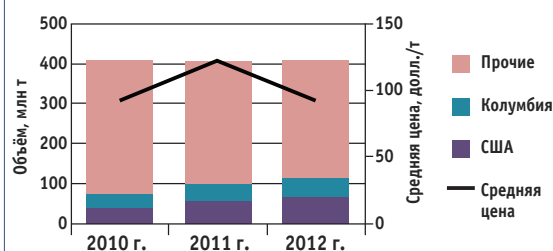
Перечисленные особенности европейского рынка природного газа создают как риски, так и дополнительные возможности для наращивания поставок туда российского «голубого топлива».

ДВА СЦЕНАРИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО ИМПОРТА

В этих условиях при прогнозировании потенциальных объёмов экспорта из России основным вопросом становится не тот, сколько газа мы можем поставить, а тот, сколько у нас готовы купить. Однако данный аспект недостаточно освещён в экспертных работах и официальных прогнозах развития экономики и энергетики России. В данной статье представлена попытка подойти к рассматриваемой проблематике именно со стороны спроса на российский газ, а для этого в первую очередь необходимо описать параметры самого европейского рынка.

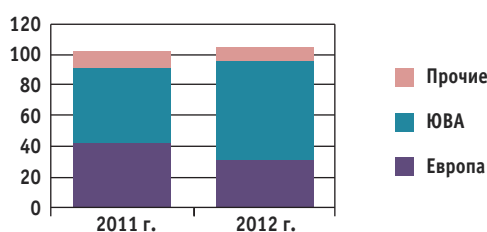
Согласно прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА) и Минэнерго США, в перспективе, до 2040 г., можно ожидать снижения собственного производства природного газа в Европе со среднегодовыми темпами 1,9% – с 277 млрд м³ в 2012 г. до 162 млрд м³ к 2040 г. Такой спад объясняется естественным истощением запасов Северного моря. Крупнейшим региональным

Рис. 3. Импорт угля в Европу в 2010–2012 гг.



Источники: Мельникова С. Декарбонизация энергетики ЕС: с поправкой на уголь // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 9; BP Statistical Review 2013; EIA.

Рис. 4. Направления экспорта газа из Катара в 2011–2012 гг., млрд м³



Источник: BP Statistical Review 2013.

производителем останется Норвегия, однако её добыча достигнет пика к 2020 г. (на уровне около 120 млрд м³), после чего начнёт медленно сокращаться.

Здесь не учтена возможность организации производства сланцевого газа в Европе. В данном случае существует больше вопросов, чем ответов. Основные из них – наличие коммерчески эффективных запасов и экономика извлечения данных ресурсов. Смогут ли Европа позволить себе их добычу? Кроме того, здесь имеется мощное лобби «зелёных», для ко-

торых технологии получения сланцевого газа неприемлемы. Так, его разработка запрещена во Франции, Болгарии, а в скором времени её могут запретить и в Германии.

При этом спрос на газ в Европе будет увеличиваться со среднегодовыми темпами 1,1% – с 581 млрд м³ в 2012 г. до 798 млрд м³ к 2040 г. Расширение его потребления связывается в первую очередь не с экономическим ростом, а с возможными структурными преобразованиями в энергетике региона. Поставлена цель её декарбонизации, в том числе через замещение угля и нефти более «чистым» газом. Оценка структуры потребления газа в Европе показана на рис. 5.

В результате зависимость Европы от импортных поставок за период 2012–2040 гг. вырастет более чем в два раза – с 305 до 636 млрд м³ со среднегодовыми темпами 2,6% (см. рис. 6).

Россия выступает в качестве одного из экспортёров. Все вместе они должны удовлетворить данный спрос. Однако из-за замыкающей роли России объём её поставок будет определяться как разность спроса Европы на импорт и суммарных поставок всех прочих государств. При оценке данных объёмов предлагается уйти от многофакторного анализа и рассмотреть два «предельных» сценария.

Согласно первому, Юго-Восточная Азия остаётся премиальным рынком для поставщиков газа (этому способствуют

Рис. 5. Оценка структуры спроса на газ в Европе в перспективе до 2040 г., млрд м³

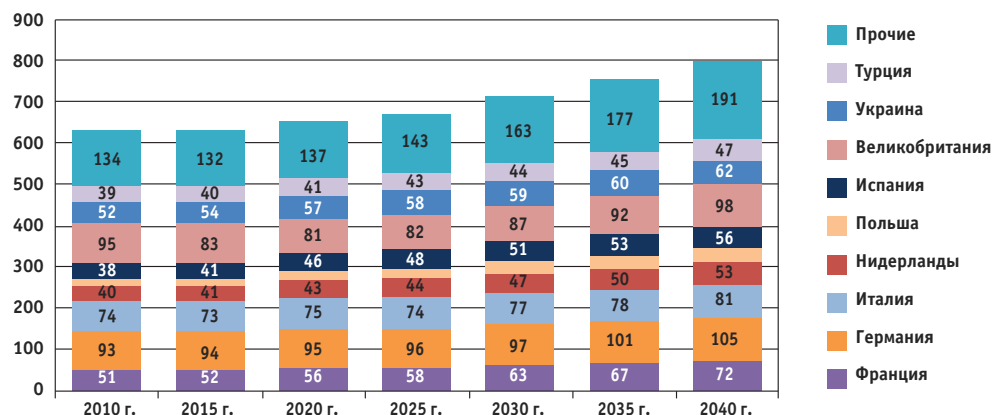
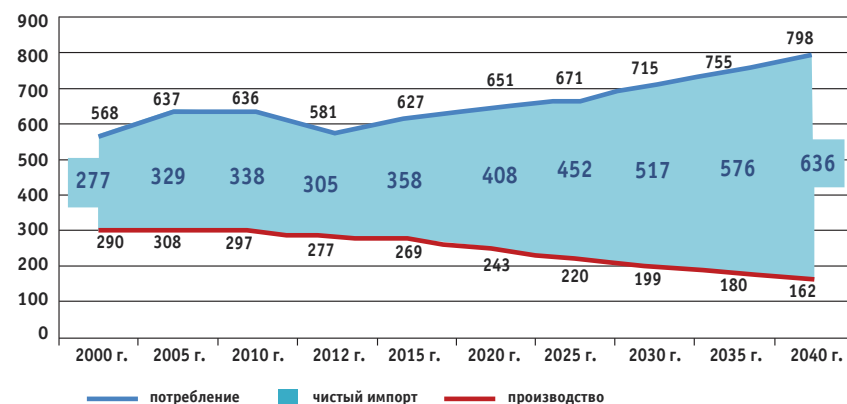


Рис. 6. Оценка перспективного газового баланса Европы, млрд м³



Источники: BP Statistical Review 2013, IEA WEO 2012, EIA IEO 2013.



«Газпром нефть»

более высокие цены и динамично растущий спрос в азиатских странах). Второй же предполагает, что премиальным рынком становится Европа.

За тем или иным сценарием могут стоять самые разнообразные события и факторы. Например, несколько лет назад в прогнозах невозможно было учесть катастрофу на «Фукусиме», а она оказала существенное влияние на перераспределение потоков газа на мировом рынке. Кроме того, предложенный подход позволит обойти необходимость учёта целого ряда очень неявных показателей, таких как цена нефти, объёмы потребления газа в Китае и т. д.

В зависимости от приоритетности того или иного регионального рынка существенно меняются сырьевые потоки из ряда экспортирующих стран. На рис. 7 представлены оценки суммарных объёмов поставок конкурентов России в Европу в зависимости от сценария. Разница довольно существенная – около 90 млрд м³ в 2030 г. и 150 млрд м³ в 2040 г.

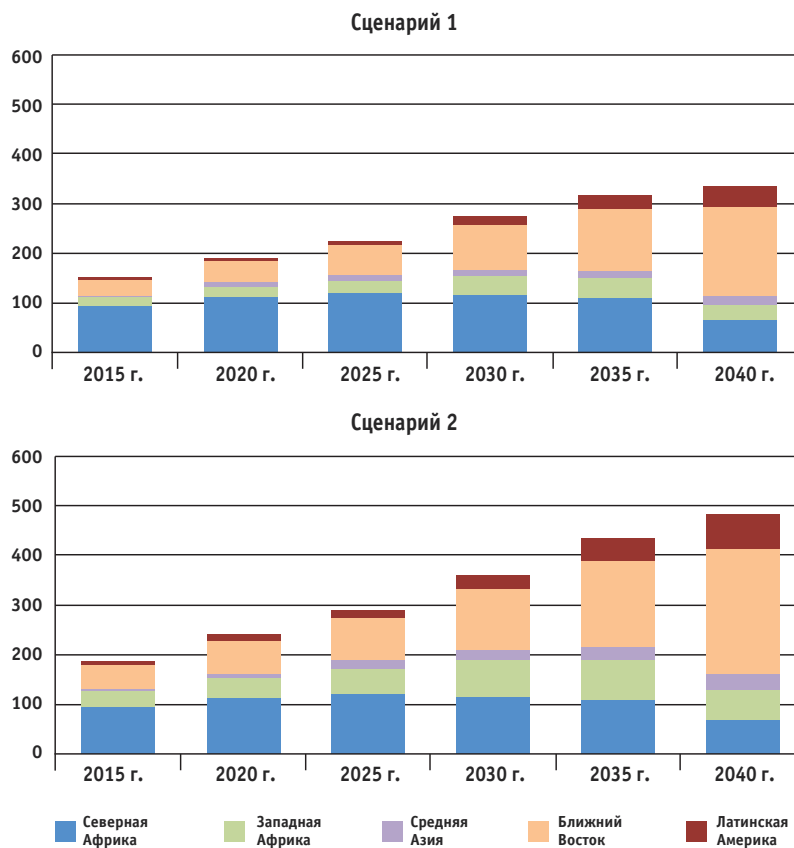
Наибольшей гибкостью обладают поставщики СПГ, в особенности страны Ближнего Востока, территориально расположенные между рынками Европы и ЮВА. Наиболее «жёсткими» являются поставки из государств Северной Африки, потому как они находятся в непосредственной близости к Европе и, кроме того, существенно привязаны к европейскому направлению за счёт трубопроводной инфраструктуры. При этом африканские страны достигнут предела экспортных возможностей к 2030 г., после чего поставки начнут снижаться. Это обусловлено как сокращением добычи газа вследствие истощения запасов (ожидается, что пик будет достигнут в

2025–2030 гг.), так и динамичным ростом собственного потребления.

Что касается государств Средней Азии, то их экспортный потенциал будет определяться исключительно мощностью введённых в эксплуатацию трубопроводных систем. Как показывает практика, это достаточно больной вопрос. Все про-

екты, связанные с европейским направлением поставок, рассматривают в качестве ресурсной базы азербайджанское месторождение Шах-Дениз, а точнее – вторую стадию его разработки, которая начнётся в 2016–2017 гг. и отдача от которой оценивается в 16 млрд м³ в год. В 2013 г. консорциум по освоению Шах-

Рис. 7. Поставки газа на европейский рынок конкурентов России, млрд м³





Дениза выбрал в качестве основного проекта Трансадриатический газопровод. По нему в Европу будет поставляться 16 млрд м³ природного газа (из них 6 млрд м³ – в Турцию). Начало его строительства намечено на 2015 г., а первые поставки – на 2018–2019 гг. Таким образом, в настоящее время оценки экспорта среднеазиатского газа в Европу варьируются в пределах данного проекта.

Расширение поставок главным образом возможно за счёт туркменского газа. Однако здесь важным фактором является введение в эксплуатацию в 2009 г. трубопровода Средняя Азия – Китай, по которому началась транспортировка туркменского «голубого топлива» в КНР. В перспективе, согласно контрактным договорённостям, её объёмы должны увеличиваться, что создаёт ограничение поставок по другим направлениям.

Реализация второго качественного сценария, когда Туркменистану будет выгоднее экспортировать газ в Европу (по пока ещё не существующему трубопроводу), а не расширять инфраструктуру для наращивания поставок в Китай, упирается в необходимость строительства газопровода по дну Каспийского моря. А вопрос о его юридическом статусе до сих пор не решён вследствие разногласий Прикаспийских стран (в том числе России, которая не заинтересована в организации поставок туркменского газа на основной для неё рынок сбыта – в Европу). Поэтому нужно очень осторожно относиться к подобным пер-

спективам: по мнению автора, даже в оптимистичном сценарии туркменский экспорт в Европу к 2040 г. вряд ли превысит 30 млрд м³ в год.

В результате можно оценить потенциальный спрос Европы на российский газ как разность потребности в импорте и суммарных поставок всех прочих государств (см. рис. 8).

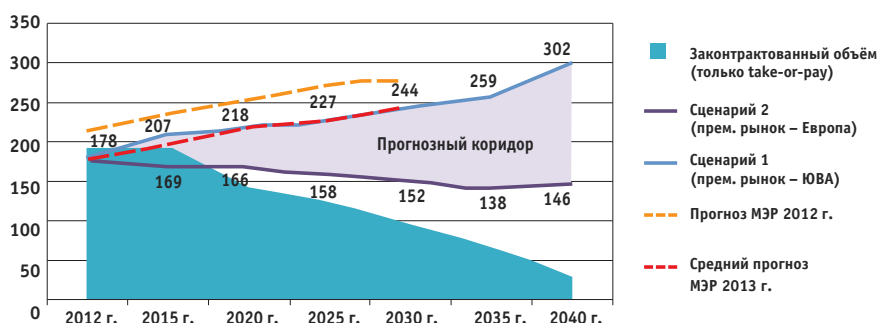
При сохранении у ЮВА статуса премиального рынка «предельная» ниша для российского газа может вырасти до 218 млрд м³ в 2020 г. и до 244 млрд м³ в 2030 г. В случае же, если премиальным рынком станет Европа, то данная ниша, вероятно, сократится соответственно до 166 и 152 млрд м³, что ниже современного уровня.

После 2030–2035 гг. спрос на российское «голубое топливо» в Европе будет расти при любом сценарии – это является следствием сокращения предложения со стороны африканских стран. Прогнозный ко-

ридор поставок газа из РФ лежит между обозначенными «предельными» рядами. Как видно из рисунка, диапазон оценок пересекается в 2015 г. с уже законтрактованными объёмами поставок (только объёмами take-or-pay, то есть теми, которые гарантированно будут оплачены) – и на это нужно сделать поправку. Но уже с 2020 г. приведённый прогноз не противоречит контрактным договорённостям России с европейскими потребителями.

Следует обратить особое внимание на то, что официальные прогнозы Минэкономразвития даже после их существенного снижения в 2013 г. ориентируются на оптимистичный вариант, что создаёт

Рис. 8. Прогноз поставок российского газа в Европу до 2040 г., млрд м³



риски «переоценки» роли России на европейском рынке газа и может негативно сказаться на перспективах развития отечественной газовой промышленности, а также наполнении бюджета РФ с вытекающими отсюда социально-экономическими последствиями.

СУЩЕСТВУЕТ ЛИ «АМЕРИКАНСКАЯ УГРОЗА»?

Говоря о будущем европейского газового рынка, нельзя обойти стороной тему возможных поставок СПГ из США. Разговоры об этом длятся уже несколько лет, а европейские потребители пытаются использовать данный фактор как аргумент в переговорных процессах с российской стороной. Обострение политической ситуации на Украине и вхождение Крыма в состав России только актуализировали тематику ухода Европы от российского газа.

26 марта в Брюсселе Барак Обама заявил, что власти США уже выдали разрешение на экспорт американского СПГ в объёмах, достаточных для удовлетворения европейского спроса. Конечно, эти слова, мягко говоря, не соответствуют действительности. Во-первых, на сегодняшний момент в Соединённых Штатах выданы разрешения на экспорт СПГ семи проектам суммарной мощностью около 100 млрд м³, что даже меньше поставок только российского газа в Европу.

Во-вторых, в настоящее время ведётся строительство производственных мощностей только по проекту Sabine Pass – ожидается, что СПГ первых двух очередей в объёме 9 млн т в год выйдет на мировой рынок в 2015 г., а к 2017 г. к ним добавятся ещё 9 млн т третьей и четвёртой очередей. Предполагается, что первые поставки с других проектов начнутся не ранее 2017 г. Таким образом, ожидать экспорта значимых объёмов СПГ из-за океана следует ближе к концу текущего десятилетия.

Однако ключевой момент в данной тематике – характер проектов экспорта СПГ из США. Дело в том, что все без исключения собственники принципиально заключают только контракты толлинга, то есть они продают мощность, право производства СПГ, а не сам товар. Первые четыре проекта уже почти полностью (на 49,55 млн т) законтрактованы – параметры контрактов можно увидеть в таблице. Вырисовывается следующая схема – контрагенты закупают газ на американском рынке и сжижают его на заводах по производству СПГ, платя собственнику за использование мощностей. Далее они погружают полученный СПГ на свои танкеры и поставляют его исходя из собственных решений и интересов.

Причём в современных условиях премиальными рынками для поставщиков являются ЮВА и Латинская Америка, но никак не Европа. Так, согласно оценкам МЭА, прибыльность поставок американского СПГ в Японию составит около 110 долл./т, а в Европу – только 36 долл./т.

Свои оценки также даёт компания Cheniere Energy в отношении собственного терминала Sabine Pass. Согласно им максимальной прибыльностью обладают поставки в Латинскую Америку (167 долл./т), далее в Азию (102 долл./т), а наименее прибыльны поставки в Европу (76 долл./т). Именно поэтому американский газ пойдёт в первую очередь в азиатские и латиноамериканские страны.

Уже известно, что BG Gulf Coast LNG LLC будет поставлять 500 тыс. т СПГ с завода Sabine Pass японской Terco. Pacific Summit Energy LLC отправит 2,3 млн т с проекта Dominion Cove Point японским TG Plus Co. Ltd. и Kansai Electric Power Co. Ltd. в объёмах 1,4 и 0,9 млн т соответственно. GAIL Global LNG LLC будет почти полностью экспортировать в Индию 2,3 млн т с проекта Dominion Cove Point, однако имеются и свободные объёмы на продажу. GDF SUEZ нашла покупателей в Японии, Тайване, Китае и Чили на все причитающиеся ей 4 млн т с проекта Cameron LNG. Mitsubishi Corporation будет продавать значительную часть из своих 4 млн т с проекта Cameron LNG

глядит наиболее разумной. Уход части американского газа на внешние рынки, безусловно, будет способствовать повышению цен внутри страны. Однако данные риски несут операторы создаваемых мощностей по сжижению газа, тогда как собственники просто получают фиксированный платёж по договору толлинга.

Таким образом, на сегодняшний момент не существует контрактов на поставку американского газа в Европу, более того, отсутствуют экономические предпосылки для их подписания. Однако, если реализуется второй качественный сценарий и в результате определённого стечения обстоятельств европейский рынок станет премиальным

Параметры контрактов, заключённых в отношении экспорта СПГ из США

Sabine Pass LNG			
Первые поставки в 2015 г.	Очереди 1, 2	Очереди 3, 4	Очереди 5, 6
Мощность, млн т	7,7	8,3	3,75
Контракты (толлинг, 20 лет), млн т			
BG Gulf Coast LNG, LLC	4,2	1,3	
Gas Natural Fenosa	3,5		
KOGAS		3,5	
GAIL Ltd.		3,5	
Total Gas & Power North America			2
Centrica plc			1,75
Dominion Cove Point LNG			
Первые поставки в 2017 г.	Очередь 1		
Мощность, млн т	5,5		
Контракты (толлинг, 20 лет), млн т			
Pacific Summit Energy LLC	2,3		
GAIL Global LNG LLC	2,3		
Freeport LNG			
Первые поставки в 2018 г.	Очередь 1	Очередь 2	Очередь 3
Мощность, млн т	4,4	4,4	4,4
Контракты (толлинг, 20 лет), млн т			
Osaka Gas and Chubu Electric	4,4		
BP Energy Company		4,4	
Toshiba Corporation			2,2
SK E&S LNG, LLC			2,2
Cameron LNG			
Первые поставки в 2018 г.	Очередь 1	Очередь 2	Очередь 3
Мощность, млн т	4	4	4
Контракты (толлинг, 20 лет), млн т			
GDF SUEZ	4		
Mitsubishi Corporation		4	
Mitsui & Co., Ltd.			4
ИТОГО 49,55 млн т			

собственному торговому подразделению в Сингапуре.

США же принципиально не берут на себя никаких обязательств по поставкам СПГ. В условиях, когда до сих пор не существует однозначной позиции по поводу масштаба и долгосрочности американского сланцевого бума, такая позиция вы-

глядит наиболее разумной. Уход части американского газа на внешние рынки, безусловно, будет способствовать повышению цен внутри страны. Однако данные риски несут операторы создаваемых мощностей по сжижению газа, тогда как собственники просто получают фиксированный платёж по договору толлинга.

Залог успешности проектов



При осуществлении масштабного капитального строительства на основе EPC-контрактов необходимо привлечение ИТ-интегратора

Леонид ТИХОМИРОВ, к. т. н.,
руководитель ITPS Group, Генеральный директор «Парма-Телеком» (ITPS Group);
Эдуард НЕЛЮБИН, д. т. н.,
заместитель генерального директора по операционной деятельности «Парма-Телеком» (ITPS Group);
Роман МИКРЮКОВ, менеджер проектов ITPS Mid East Ltd. (ITPS Group)

Увеличение масштабов добычи нефти и газа, внедрение новейших отраслевых технологий, а также назревшая потребность в модернизации производственных фондов вынуждали к жизни целый ряд новых масштабных проектов в сфере капитального строительства – по разработке месторождений, развитию нефтегазотранспортной инфраструктуры, возведению перерабатывающих и химических заводов. В связи с этим ведущие компании нефтегазового комплекса, стремящиеся к достижению максимальной эффективности, вынуждены пересматривать и оптимизировать сложившиеся подходы к реализации капитальных проектов.

НА БАЗЕ ФАЗОВОГО ПОДХОДА

В мае – июне 2013 г. международная консалтинговая компания KPMG провела традиционное ежегодное исследование ¹ строительной отрасли (в том числе промышленного и инфраструктурного строительства). Результаты этого исследования обобщили мнения руководителей высшего звена 165 компаний из 29 стран мира. 56% респондентов в мире и 90% в России полагают, что эффективное управление крупнейшими проектами является критически важным фактором успешного развития бизнеса. Одновременно с этим участники опроса отметили повышение сложности и масштабности реализуемых ими проектов.

Вместе с тем, по данным PMI ², только 62% проектов являются успешными. Их успешность определяется, прежде всего, используемыми подходами и методами управления. Для понимания и эффективного применения современной методо-

логии управления капитальными проектами необходимо четкое определение понятий и их взаимосвязи.

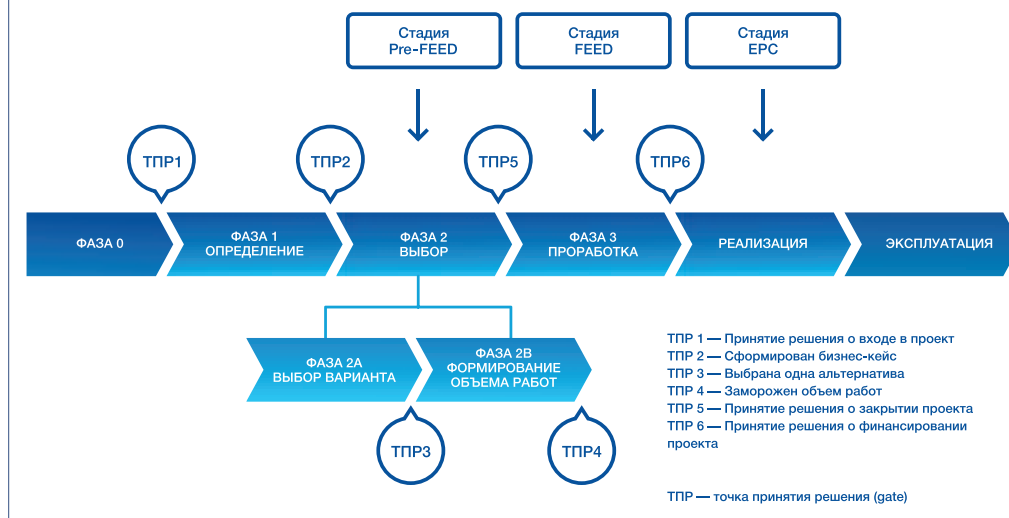
Процесс реализации капитальных проектов разделяют на несколько основных фаз, которые в совокупности составляют их жизненный цикл (фазовый процесс схематично представлен на рис. 1). В конце каждой фазы наступает точка перехода на следующую, когда группа управления проектом принимает необходимые решения, касающиеся его дальнейшей реализации.

Как правило, завершение очередной фазы сопровождается обзором достигнутых результатов и оценкой текущей эффективности проекта, что позволяет своевременно выявлять и исправлять ошибки. Как показывает мировой опыт, возможность повлиять на успех проекта наиболее велика на начальных фазах и неуклонно снижается по мере его реализации. Напротив, стоимость внесения изменений в проект существенно возрастает по мере его развития. Очевидно, что ключевые аспекты создаваемого объекта должны быть тщательно продуманы на самых ранних фазах, а их соблюдение необходимо контролировать

¹ <http://www.kpmg.com/RU/ru/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Pages/Global-Construction-Survey-2013.aspx>

² Project Management Institute – ведущая международная некоммерческая организация, ставящая своей целью разделять опыт, знания и навыки в сфере управления проектами.

Рис. 1. Фазовый процесс реализации проектов капитального строительства



на протяжении всего проекта. Одним из таких ключевых аспектов для любого капитального объекта, будь то скважина, промышленный цех или линия трубопровода, является автоматизация – совокупность информационных технологий, необходимых для его функционирования и управления.

Лоскутное одеяло ИТ-РЕШЕНИЙ

В настоящее время не только в западных, но и в российских компаниях получил широкое распространение способ контрактирования EPC (Engineering, Procurement and Construction). Как следует из названия, EPC-контрактор берёт на себя выполнение инженеринговых и строительных работ, а также осуществление поставок необходимых ресурсов – оборудования, материалов и т. д. (на рис. 1 это фазы проработки и реализации проекта).

Как правило, на предприятиях нефтегазового комплекса проекты капитального строительства реализуются «под ключ», то есть охватывают широкий спектр задач, в том числе требующих глубоких специальных знаний. Поэтому чаще всего EPC-контрактор осуществляет функции генерального подрядчика, привлекая для выполнения различных частей проекта субподрядчиков, например локальные компании, которые хорошо ориентируются в местной специфике, или специализированные фирмы, обладающие глубокой, но узконаправленной компетенцией.

Крупный капитальный проект предполагает создание нескольких объек-

тов. Соответственно, часто возникает необходимость в привлечении нескольких EPC-подрядчиков. Они могут работать независимо друг от друга. При этом существует уникальная область – сфера ИТ-решений, которая является интегрирующей для всех объектов строительства. Это накладывает особые требования: все ИТ-решения на всех объектах должны быть взаимоувязаны и непротиворечивы.

Нередко заказчики недооценивают важность ИТ-составляющей капитального проекта и считают, что EPC-контракторы способны самостоятельно решить все вопросы в области информационных технологий. Между тем, на практике раз-

ные EPC-контракторы при выборе субподрядчиков по направлению ИТ руководствуются различными критериями и в результате создают ИТ-решения, зачастую неинтегрируемые между собой в полной мере. В этом случае ситуация с привлечением подрядчиков по ИТ-компоненте выглядит так, как это представлено на рис. 2.

Для объектов с высокой насыщенностью ИТ применение такого подхода приводит к тому, что функциональные показатели для всего комплекса объектов становятся недостижимыми, поскольку отсутствует единая информационная среда.

НЕОБХОДИМА СИСТЕМНАЯ ИНТЕГРАЦИЯ

Чтобы достигнуть необходимой интегрированности, заказчикам требуется наряду с EPC-контракторами привлекать системного интегратора по ИТ. Это компания, выполняющая проектирование и реализацию, а также организующая последующее сопровождение комплексных ИТ-решений для одного или нескольких объектов (в том числе функционально неоднородных).

Благодаря этому обеспечивается эффективная интеграция разнородных информационных и коммуникационных технологий, оборудования и программного обеспечения разных производите-

Рис. 2. Схема контрактирования без системного интегратора

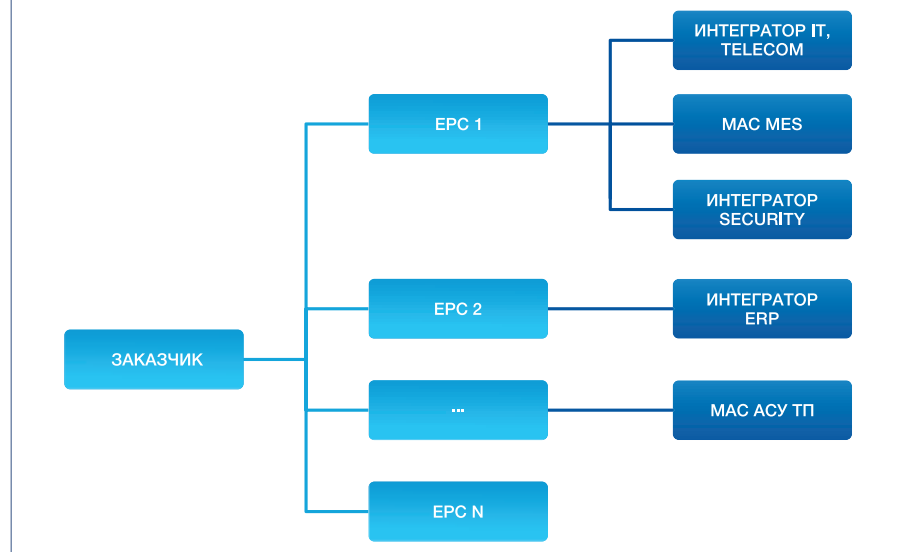
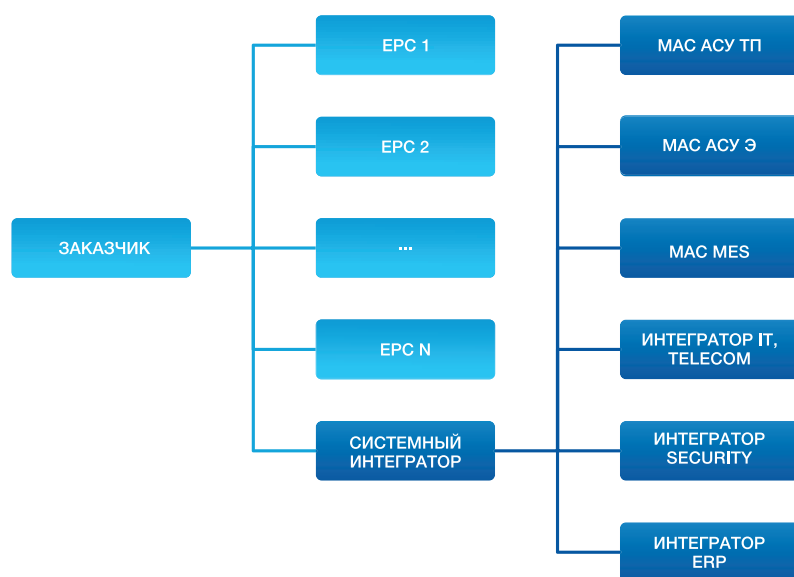




Рис. 3. Схема контрактования с системным интегратором



лей, то есть всех ИТ-решений, необходимых для удовлетворения бизнес-потребностей заказчика. Наиболее крупные компании, гиганты отрасли, создают собственные дочерние структуры, выполняющие функции системной интеграции. Менее крупные заказчики привлекают системных интеграторов со стороны. И в том, и в другом случае весь объем работ по информационно-технологическому обеспечению выделяется в отдельную группу контрактов, что радикально меняет картину проекта (см. рис. 3).

Привлечение системного интегратора избавляет ЕРС-контракторов (инжиниринго-строительные компании) от необходимости наращивать компетенции в непрофильной для них сфере – автома-

тизации построенных объектов. Она включает в себя такие специфические области, как проектирование и создание структурированных кабельных сетей (СКС), локальных вычислительных сетей (ЛВС), центров обработки данных, диспетчерских и ситуационных центров, а также внедрение решений класса АСУТП и ERP, комплексных систем безопасности, систем унифицированных коммуникаций, телеметрии и т. д.

Системные интеграторы не только обладают глубокой и целостной технологической экспертизой по всем перечисленным направлениям, но и имеют отлаженные процессы проектного управления и контроля качества работ. Применение этих компетенций при создании комплексных капитальных объек-

тов позволяет максимально учитывать особенности и взаимное влияние внедряемых ИТ-решений.

Важно, чтобы контракты на системную интеграцию включались в контрактные стратегии и планы строительства на самых ранних фазах подготовки проектов. Тогда выполнение всех работ по проектированию, строительству и сдаче в эксплуатацию ИТ-объектов в составе проектов капитального строительства будет осуществляться под авторским надзором и контролем системного интегратора. При этом существенно сокращаются риски создания дублирующих или плохо интегрированных решений, завышения затрат на ИТ, несоответствия корпоративным требованиям. Участие системного интегратора обеспечивает:

- улучшение контроля реализации ИТ-составляющей проекта;
- максимальное повышение ценности проекта на его ранних фазах;
- минимизацию рисков путём регулярной оценки и анализа достигнутых результатов, принятия обоснованных решений и пофазного распределения необходимых ресурсов;
- обеспечение постоянной координации с операционной деятельностью ЕРС-контракторов.

Учитывая масштабы, сложность и значимость проектов, реализуемых предприятиями нефтегазовой отрасли, эффективным системным интегратором может стать лишь компания, соответствующая следующим требованиям:

- обладающая экспертизой в области ИТ, проектного управления и актуальных технологий нефтегазовой отрасли;
- поддерживающая партнёрские отношения с ведущими поставщиками ИТ-решений и способная гарантировать соблюдение сроков и условий поставок;
- внедрившая у себя сертифицированную систему контроля качества работ;
- имеющая опыт реализации хотя бы нескольких успешных проектов аналогичного масштаба и сложности;
- способная работать на федеральном и даже международном уровне, то есть имеющая локальные подразделения в ключевых регионах нефтегазового строительства.

Привлечение такого системного интегратора позволяет создавать уникальные и сложные объекты, воплощающие в себе преимущества современных нефтегазовых, строительных и информационных технологий. ■

Читайте журнал

РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА



**РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА**

По вопросам сотрудничества обращайтесь по телефонам:

+7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99

или по электронной почте: adv@neftrossii.ru; asoldatov@neftrossii.ru

Не дать другому съесть ваш обед

Компания Shell готова помочь России в производстве СПГ, а также в добыче нетрадиционных углеводородов и в других секторах нефтегазового бизнеса

В последнее время вновь активизировалась дискуссия по поводу привлечения иностранных компаний в российский нефтегазовый комплекс. Что даст участие зарубежных корпораций в реализации углеводородных проектов на территории нашей страны? И должно ли государство предоставлять им особые условия деятельности, например в виде того же режима СРП?

Одна из иностранных компаний, имеющая очень длительный опыт работы на российском рынке, – Shell. При этом её особенностью является то, что она представлена в России во многих секторах нефтегазового бизнеса – от разработки морских и сухопутных месторождений до производства СПГ, от выпуска масел до розничной реализации нефтепродуктов. Об опыте, приобретённом в результате деятельности компании в нашей стране, «Нефти России» рассказал председатель Shell в России Оливье ЛАЗАР.

– Господин Лазар, в апреле нынешнего года отметила 20-летний юбилей компания Sakhalin Energy, являющаяся оператором проекта «Сахалин-2». Корпорация Shell владеет в данном проекте долей – 27,5% минус одна акция. Как Вы полагаете, возможно ли было бы его осуществление без использования механизма production sharing?

– Я считаю, что, скорее всего, нет. СРП предоставляет собой очень хорошую и эффективную основу для реализации подобных масштабных проектов. В портфеле активов Shell «Сахалин-2» является одним из самых технических, сложных и комплексных проектов. В рамках его осуществления были построены три морские платформы, один объединённый береговой технологический ком-

НАША СПРАВКА



Оливье ЛАЗАР пришёл в Shell в 1985 г. на должность инженера-нефтяника и работал на морских и сухопутных месторождениях в Великобритании, Габоне, Брунее и Омане.

В последующем он перешёл в подразделение материально-технического обеспечения и логистики, где работал до 1998 г., занимаясь проектами в области производства и розничной реализации нефтепродуктов в различных странах, включая Японию, Таиланд и Францию. После этого в течение двух лет Оливье Лазар трудился в качестве консультанта в штате концерна. Затем перешёл в NAM (совместное предприятие Shell и ExxonMobil в Нидерландах), где возглавил отдел по вопросам планирования, стратегии и связям с акционерами.

В 2003–2006 гг. Оливье Лазар руководил реализацией ряда новых проектов концерна в Азиатско-Тихоокеанском регионе, в частности в Австралии, где оказывал содействие в создании нового глобального центра Shell по производству СПГ.

С 2006 г. до назначения в Россию в январе 2013 г. Оливье Лазар занимал должность вице-президента по развитию новых проектов в сегменте «Геологоразведка и добыча» в Северной и Южной Америке в Хьюстоне, США.

плекс, 1600 км наземного трубопровода, терминал отгрузки нефти и завод по производству СПГ.

К тому же надо учитывать тот факт, что «Сахалин-2» реализуется в очень сложных природно-климатических условиях – в субарктической зоне с низкими температурами, сильным холодным ветром и при наличии ледовой нагрузки на морские объекты.

Помимо этих двух обстоятельств (технологических и природно-климатических) к трудностям можно отнести и коммерческий фактор. При подготовке проекта было очень важно обеспечить заключение необходимых соглашений о поставках СПГ.

И как раз СРП создало ту основу, те рамки, которые позволили как инвесторам и банкам, предоставляющим финансирование, так и покупателям СПГ чувствовать себя достаточно уверенно и комфортно при осуществлении данного проекта.

– Оправдались ли те надежды, которые Shell возлагала на этот проект 20 лет назад?

– В целом оправдались. Если говорить о его технической стороне, то завод СПГ работает сегодня на 10% выше своей изначальной проектной мощности. Время бесперебойного функционирования производственных объектов составляет 95%. Если говорить о коммерческой составляющей, то наблюдается устойчивый спрос на СПГ, цены на который достаточно стабильны. Сейчас в странах Азиатско-Тихоокеанского региона происходит увеличение потребления газа, поэтому многие компании стремятся выйти на данный рынок. Получается, что мы это предвидели ещё 20 лет назад!

Есть ещё один важный положительный момент, который необходимо отметить. Несмотря на то что в России я работаю немногим более года, мне пришлось неоднократно летать на Сахалин. И там очень многие люди говорили мне, насколько данный проект оказался по-

**Завод СПГ на Сахалине**

лезным для региона, для его населения. Он не только создал новые рабочие места, но и способствовал возникновению ряда других позитивных моментов, казалось бы, очень далёких от нефтегазового комплекса. Например, повысил общую культуру и безопасность вождения на автодорогах Сахалина.

– Shell имеет большой опыт реализации проектов СРП во многих странах мира. Насколько успешным можно считать «Сахалин-2» в сравнении с аналогичными проектами, осуществляемыми в других странах и регионах?

– В каждой стране успешность того или иного проекта зависит от большого количества составляющих. Это могут быть и технические, и коммерческие факторы, и даже различные аспекты взаимодействия с местным населением. Поэтому сравнивать практически невозможно.

Но я хотел бы выделить одну особенность «Сахалина-2». Это отличная интеграция всех его элементов. Добываемый на шельфе газ быстро и без перебоев поступает с месторождения по подводному трубопроводу на береговые объекты, а потом по 800-километровому наземному трубопроводу перекачивается на юг Сахалина, на завод СПГ. И все эти звенья производственной цепочки работают очень чётко, слаженно и безупречно.

**Салымское месторождение**

Фактически здесь действует знаменитая система just-in-time, зародившаяся в автомобильной промышленности и получившая широкое распространение во многих сферах бизнеса.

Хочу также отметить, что у компании Sakhalin Energy за годы работы сложилась очень хорошая репутация на рынке СПГ. Она поставляет качественную про-

дукцию по приемлемым ценам, и в связи с этим у неё есть условия для того, чтобы и дальше развиваться и выходить на новые рынки.

– Одновременно с «Сахалином-2» Shell занимается в России разработкой Салымской группы месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе. Как продви-

гается этот проект, каких результатов удалось добиться в 2013 г.? Каковы ожидания на 2014 г.?

– Этот проект, конечно, проще, чем «Сахалин-2», поскольку он реализуется в более благоприятном климате, более простых геологических условиях и на базе уже существующей инфраструктуры. При этом – не на основе СРП, а стандартных условий налогообложения. Однако назвать его лёгким тоже нельзя.

Мы удовлетворены ходом этого проекта. В прошлом году добыча составила 7 млн т, а всего с момента пуска месторождений в эксплуатацию в 2003 г. накопленный объём производства сырья достиг 51 млн т.

Но период пиковой добычи в рамках проекта уже миновал, сейчас мы вошли в стадию падения производства. Однако это было ожидаемо и планируемо. Поэтому сегодня нами рассматриваются различные варианты того, что ещё можно сделать на этих месторождениях. Прежде всего, мы изучаем возможности разработки нетрадиционных углеводородов баженовской свиты. На Салыме имеются нефтеносные сланцы, они находятся под залежами традиционных углеводородов. В предыдущие годы компания проделала большую подготовительную работу, выполнили значительный объём трёхмерной сейсмики и пробурили ряд вертикальных скважин. Это позволило получить важную информацию о залежах. И в январе нынешнего года мы начали бурение первой наклонно-направленной скважины, которая достигнет баженовской свиты. Будет также использована новейшая технология многоступенчатого гидроразрыва пласта. В целом программа включает бурение пяти скважин в течение 2014–2015 гг.

Следующее направление, по которому мы работаем в рамках данного проекта, это применение методов повышения нефтеотдачи пластов. Их цель – увеличение на 5–20% объёмов добычи на месторождениях традиционных углеводородов. В настоящее время компания выполняет пилотный проект, предусматривающий закачку в пласт полимерно-щелочных поверхностно-активных веществ (химическое заводнение). Эта технология разработана специалистами Shell, и мы её испытываем на Салыме. Сейчас занимаемся подготовительными работами, создаём всю необходимую инфраструктуру. Рассчитываем получить конкретные результаты уже в следующем году. Но, чтобы данный проект стал эко-

номически эффективным, необходим иной режим налогообложения. В рамках действующей налоговой системы он будет убыточным.

Кроме того, нами планируется дальнейшая геологоразведка на имеющихся лицензионных участках, и мы надеемся найти дополнительные ресурсы традиционных углеводородов.

– Компания Shell имеет большой опыт по освоению месторождений «нетрадиционных» углеводородов. Как этот опыт может быть использован в России?

– Чуть больше года назад, 8 апреля 2013 г., в Гааге Shell и «Газпром нефть» подписали меморандум о совместной деятельности по разработке нетрадиционных запасов углеводородного сырья баженовской свиты. Затем в течение 2013 г. была проведена работа по окончательному закреплению имеющихся договорённостей и создано совместное предприятие – «Ханты-Мансийский неф-

Мы считаем, что именно сектор СПГ продолжит развиваться гораздо быстрее, чем все остальные секторы газового бизнеса, а спрос на сжиженный газ будет расширяться интенсивнее, чем на трубопроводный.

тегазовый союз». В начале нынешнего года нами приобретены три лицензионных участка, на которых будет вестись добыча данных ресурсов. Но пока мы находимся в начале пути и сложно говорить об ожидаемых результатах.

– Каковы, на Ваш взгляд, перспективы России на мировом рынке СПГ?

– С нашей точки зрения, в ближайшие 10 лет мировой спрос на СПГ только увеличится. Это связано с тем, что произойдёт расширение потребления энергоносителей в глобальном масштабе, поскольку население Земли будет расти, а качество жизни – повышаться.

В результате увеличится спрос на различные виды энергоносителей – на уголь, нефть, газ и возобновляемые источники энергии. Одновременно возрастёт техногенная нагрузка на окружающую среду. В связи с этим будут предприниматься различные инициативы, направленные на ограничение экологиче-

ского ущерба. Это коснётся и потребления воды, и выбросов вредных веществ в атмосферу, и т. д.

Если говорить о структуре энергопотребления, то самая скромная доля по-прежнему будет принадлежать ВИЭ. Нефть останется достаточно дорогим источником энергии, спрос на неё продолжит расти, но меньшими темпами, чем на газ. Потребление угля также станет расширяться, но данный процесс начнёт ограничиваться экологическими соображениями. В связи с этим самые хорошие перспективы имеются именно у газа, его доля в общей структуре мировой энергетики будет расти. Спрос на него особенно активно станет увеличиваться в развивающихся странах, например Северо-Восточной и Юго-Восточной Азии (Китай, Индия и другие).

Мы считаем, что именно сектор СПГ продолжит развиваться гораздо быстрее, чем все остальные секторы газового бизнеса, а спрос на сжиженный газ будет расширяться интенсивнее, чем на трубопроводный. И опять-таки потребление СПГ прежде всего возрастёт в государствах Азии. Поэтому мы уделяем очень большое внимание расширению проекта «Сахалин-2». Наша задача состоит в том, чтобы построить и пустить в эксплуатацию третью линию завода по производству сжиженного природного газа.

Однако мы – не единственная компания, которая видит эти перспективы. Другие корпорации и страны также стремятся увеличить производство СПГ. Можно привести примеры проектов в Мозамбике, Папуа – Новой Гвинее, Канаде, Австралии. Все они реализуются достаточно быстро, и поэтому, если промедлить, упустить возможность, все ниши на рынках уже будут захвачены. То есть кто-то успеет съесть ваш обед раньше вас. И России необходимо учитывать этот фактор.

– Планируемые сейчас в России СПГ-проекты имеют очень большой масштаб и ориентированы на экспорт. А существуют ли перспективы использования СПГ на внутреннем рынке, например для газификации удалённых регионов?

– Определённо да. Учитывая наличие больших запасов газа на территории РФ, а также размеры страны, есть самые хорошие перспективы для того, чтобы использовать СПГ на внутреннем рынке. Самое главное – сделать первый шаг, потому что подобных проектов в России ещё практически не было. Нужно создавать соответствующую инфраструктуру,



Завод масел в Торжке

выстраивать отношения с потенциальными покупателями, разрабатывать нормативно-правовую базу. То есть необходимо с чего-то начинать.

Подобные проекты Shell реализовывала и реализует в таких странах, как США и Канада, а также в некоторых европейских государствах, где мы производим СПГ для последующего использования в транспортном секторе. В РФ мы взаимодействуем с различными правительственными органами, чтобы начать разработку соответствующей нормативно-правовой базы. Но компания находится на начальной стадии работы, и сообщить о конкретных результатах я пока не могу. В любом случае Shell готова участвовать в решении таких задач на территории РФ.

– А каковы успехи Shell на российском розничном рынке нефтепродуктов?

– Этот бизнес у нас развивается очень хорошо. На данный момент у нас в России 113 АЗС. Причём их количество растёт как грибы после дождя – буквально каждую неделю появляются новые заправки...

– В 2012 г. Shell открыла комплекс по производству смазочных материалов в

г. Торжке Тверской области. Как Вы оцениваете первые результаты осуществления данного проекта?

– Наша деятельность в сфере производства и сбыта смазочных материалов развивается весьма успешно. В частности, в прошлом году Shell реализовала в России 113 млн л масел, из которых 35 млн было произведено на заводе в Торжке. Сейчас наша главная задача – вывести это предприятие на полную проектную мощность – 200 млн л в год. Кстати говоря, мы являемся единственной зарубежной компанией, построившей в России собственный завод по выпуску масел.

Смазочные материалы Shell, производимые в Торжке, прошли сертификацию в Белоруссии, и в марте начались их поставки в эту республику. Также в планах компании экспортировать данную продукцию в Казахстан и, возможно, на Украину.

– Ощущаете ли Вы усиление конкуренции на данном рынке?

– Да, ощущаем, но мы совсем не против конкуренции. Она является для нас побудительным стимулом к тому, чтобы улучшать качество продукции, повышать уровень сервиса. А тот факт, что у нас есть возможность производить сма-

зочные материалы непосредственно в РФ, является нашим конкурентным преимуществом по отношению к другим компаниям.

– Shell присутствует на российском рынке авиационного топлива. Но в последнее время в этом сегменте возрастает роль отечественных ВИНК и усиливается конкуренция...

– В этом секторе мы также растём. Ещё в 2001 г. было создано ЗАО «Шелл и Аэрофьюэлз», совместное предприятие одного из мировых лидеров среди топливозаправочных компаний – Shell Aviation Ltd. – и группы компаний «Аэрофьюэлз». Его постоянными клиентами являются десятки ведущих авиакомпаний из Европы, Азии и Америки. Ежемесячно запрашивают 700 самолётов.

В прошлом году ЗАО «Шелл и Аэрофьюэлз» начало предлагать услуги по топливному обеспечению в аэропорту Пулково (Санкт-Петербург). Совместно с нашим партнёром мы рассматриваем и новые возможности по расширению этого бизнеса в различных регионах РФ. Опять же мы здесь приветствуем открытую, честную конкуренцию. Со своей стороны мы можем предложить очень качественные авиационное топливо и

услуги. Это нас выделяет среди конкурентов.

– Какой стратегии придерживается Shell при взаимодействии с российскими подрядчиками – поставщиками оборудования и услуг? Насколько широко российское оборудование используется при реализации проектов компании на территории РФ?

– В рамках проекта «Сахалин-2» сумма контрактов, которые были заключены с российскими компаниями (поставщиками оборудования, услуг и т. д.), составила 17 млрд долларов. Условия СРП предусматривают использование определённого процента так называемого местного компонента. Но мы руководствуемся не только требованиями СРП. Если компания работает в какой-либо стране, то стремится сделать для неё что-либо полезное, задействовать в своих проектах местные предприятия. Это вполне естественное решение.

В Салымском проекте доля российских поставщиков составляет 80%, а доля граждан РФ среди сотрудников достигает 95%. А ведь здесь мы не связаны требованиями СРП, это наша личная инициатива. Причём на Салыме масштабы использования «российского компонента» даже больше, чем на Сахалине. Это объясняется тем, что в рамках «Сахалина-2» применяется очень сложное, во многих случаях уникальное оборудование, которое не производится в России. И поэтому приходится привлекать большой процент иностранных специалистов.

– Могли бы Вы привести примеры российских предприятий, которые привлекаются к реализации нефтегазовых проектов с участием Shell?

– Вот самый свежий пример. 21 апреля в Москве Sakhalin Energy и ООО «Совкомфлот Шельф» подписали договор о строительстве и долгосрочной эксплуатации многофункционального ледокольного судна для снабжения морских добывающих платформ. Судно будет осуществлять круглогодичную доставку персонала, расходных материалов и других грузов на нефтяные платформы в Охотском море, а в случае чрезвычайной ситуации обеспечит эвакуацию людей и ликвидацию аварийного разлива нефти. Стороны также подписали меморандумы, которые предусматривают строительство ещё трёх судов обеспечения ледового класса.

В рамках Салымского проекта буровые работы осуществляли российские пред-

приятия – НПП «БУРИНТЕХ» и ЗАО «Сибирская сервисная компания», – а поставку труб обеспечивала Объединённая металлургическая компания.

– Shell является одним из мировых лидеров в сфере разработки технологий для различных отраслей энергетики. Взаимодействует ли Shell с российскими научно-техническими организациями в сфере создания новых технологий и оборудования?

– Да, Shell сотрудничает с различными научно-техническими учреждениями, университетами и институтами РФ. В качестве примера могу привести РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, с которым мы в феврале нынешнего года заключили рамочное соглашение о партнёрстве в области разработки технологий и НИОКР.

В апреле прошлого года Shell и компания «Антел-нефть» подписали договор о проведении научно-исследовательских

В РФ разрабатываются и уже даже созданы интересные передовые технологии для применения в арктических условиях. И если в перспективе мы будем работать в Арктике, то готовы сотрудничать в данной сфере с российскими научными организациями.

работ в области создания компьютерного программного обеспечения для обработки данных трёхмерной сейсморазведки. Новые разработки нашего партнёра помогут получить информацию о нетрадиционных залежах нефти в трещинно-кавернозных коллекторах, выявление которых с помощью применяемых сегодня методов обработки сейсмоданных не представляется возможным.

Кроме того, Shell специально для России разрабатывает новые передовые технологии. Например, для завода СПГ на Сахалине был создан технологический процесс, который предусматривает применение при сжижении природного газа двойного смешанного хладагента.

Ведь предприятие в рамках «Сахалина-2» – это первый завод СПГ, который был построен и эксплуатируется в таком холодном климате. Все аналогичные объекты сооружены в более тёплых и щадящих условиях. И при охлаждении газа на данном заводе логично исполь-

зовать эту особенность. Разработанная Shell технология двойного смешанного хладагента как раз и позволяет это сделать. В результате с точки зрения энергоэффективности это, наверное, самый лучший завод СПГ в мире.

Перед нами пример того, как мы создаём технологии за пределами РФ, а затем используем их здесь. Именно этого от нас ждут потенциальные российские партнёры.

Кроме того, мы всегда стремимся находить небольшие компании, научные организации или даже лаборатории, где специалисты разрабатывают какие-либо новые перспективные идеи. Когда виден потенциал, мы можем помочь, привнести что-то своё, предложить собственные наработки. Если этим компаниям нужно финансирование, мы также в состоянии его предоставить. Если требуется испытать технологии на практике, на конкретном месторождении, и это возможно организовать. В результате партнёрство крупной корпорации и небольших, но технологических продвинутых фирм даёт хороший эффект. Shell готова к подобной работе в России.

В РФ разрабатываются и уже даже созданы интересные, передовые технологии для применения в арктических условиях. И если в перспективе мы будем работать в Арктике, то готовы сотрудничать в данной сфере с российскими научными организациями.

– Каковы планы компании Shell в России на ближайшее будущее?

– О многих из них я уже упоминал. Сделаем краткое резюме. Прежде всего, конечно, это проект строительства третьей линии на заводе СПГ на Сахалине. Определённые перспективы мы связываем с развитием малотоннажного производства СПГ, который затем будет использоваться как топливо в транспортном секторе. Возможно, начинать придётся с небольших объёмов, а затем последует их постепенное наращивание.

Также к перспективным планам можно отнести нашу работу в рамках Салымского проекта – геологоразведку и разработку нефтяных сланцев бажендовской свиты. В прошлом году мы подписали меморандум о намерениях с «Газпромом» по работе на арктическом шельфе.

Как я уже упоминал, мы планируем расширять нашу сеть АЗС, развивать деятельность в сфере обеспечения авиатопливом, на рынке смазочных материалов. ■

15-19
ИЮНЯ
2014

Москва, Россия



21-й Мировой нефтяной конгресс

Главное событие мировой нефтегазовой отрасли

6 000 делегатов | 500 представителей СМИ
50 000 м² выставочных площадей

15-19 июня 2014 | Москва

www.21wpc.com

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



Официальные партнёры



Золотые спонсоры



Серебряные спонсоры





Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазовой отрасли
КПМГ в России и СНГ



cutting through complexity

Пока гром не грянет

Нефтегазовым компаниям необходима эффективная система мониторинга и управления рисками

В свете геополитической нестабильности и различного рода международных санкций в отношении России отечественная нефтегазовая отрасль может столкнуться с рядом непредвиденных сложностей. В такой ситуации наличие эффективной системы мониторинга и управления рисками становится не просто необходимым, а критически важным аспектом для жизнеспособности нефтегазовых предприятий.

БЕСПЕЧНОСТЬ СТОИТ ДОРОГО

Предприятия нефтегазовой отрасли представляют собой сложные комплексные структуры, которые в своей повседневной деятельности сталкиваются со значительными и разнообразными рисками. В современном мире тесных экономических связей, мгновенного распространения информации и огромного количества факторов, оказывающих влияние на бизнес, отсутствие эффективных и постоянно обновляющихся систем управления рисками или сбой в деятельности существующих обходится дорого. Так, например, стоимость ликвидации катастрофы на нефтедобывающей платформе в Мексиканском заливе в 2010 г. с учётом штрафов и сопутствующих социальных программ по состоянию на 31 декабря 2013 г. составила более 28 млрд долларов.

Важность работы по управлению рисками в нефтегазовом секторе прекрасно иллюстрирует ситуация с ценами на нефть. С января 2007 г. среднемесячные котировки марки Brent повышались на протяжении полутора лет, достигнув в июле 2008 г. пиковой за предшествующие 20 лет отметки – 132 доллара за баррель. Поэтому в июле 2008-го многим могло показаться, что нет никакого смысла хеджи-

ровать риск на постоянно растущей цене. Но реальность показала ошибочность такого подхода. Уже в декабре того же 2008-го средняя цена сорта Brent значительно снизилась и составляла чуть менее 40 долларов за баррель. Этот пример наглядно демонстрирует, что нельзя расслабляться, когда всё складывается наилучшим образом. Нужно всегда иметь план: как действовать, когда благоприятная ситуация завершится. Надо принимать в расчёт различные комплексные факторы и минимизировать риски, где это только возможно, несмотря даже на оптимистичные прогнозы и перспективы.

КАКИЕ РИСКИ ОПАСНЕЕ?

Для нефтегазовых компаний ключевыми рисками, прежде всего, являются отклонения от целевых параметров в отношении цены и объёма производства сырья. Ценовой, а также в меньшей степени валютный и процентный риски представляют собой триаду рыночных рисков, актуальных для российских нефтегазовых компаний в текущих геополитических условиях.

Безусловно, основным риском является ценовой, однако в процессе деятельности нефтегазовых компаний возникают и операционные риски, способные по характеру и масштабу сравниться, а в исключительных случаях даже превзойти рыночные риски. К таковым можно отнести риски чрезвычайных происшествий и катастроф, геополитические, репутационные, геологические и проектные.

Их влияние на цепочку создания стоимости может быть оценено применительно к следующим параметрам, которые являются ключевыми для любой крупной нефтегазовой компании:

- коэффициент замещения запасов нефти и газа;
- объёмы добычи;
- операционный доход (EBITDA);
- свободный денежный поток;
- отсутствие техногенных катастроф.

Фундаментальный анализ рисков, угрожающих достижению этих показателей, можно осуществить, используя технологии краудсорсинга внутри организации. Это позволит получить наибольший охват и понимание возможных рисков для последующего формирования их реестра. Конечно, наличие «чёрных лебедей», то есть неожиданных для экспертов событий со значительными последствиями (как определено Н. Н. Талебом), в некоторой степени подрывает возможность точной оценки риск-профиля нефтегазовой компании. Тем не менее осознание основных рисков и принятие решения об управлении ими могут смягчить и нивелировать негативные последствия, столь часто наблюдаемые в современной экономической ситуации.

КАК УПРАВЛЯТЬ РИСКАМИ?

Понимая всю важность и сложность управления различными рисками, в последние годы нефтегазовые компании в России и странах СНГ активно пытаются осмыслить и каким-то образом наладить данные процессы на своих предприятиях. Среди различных вариантов, которые стремятся имплементировать компании, встречаются, например, попытки интеграции процессов управления рисками в систему внутреннего аудита компаний или в процесс управления финансовой деятельностью. Иногда создаются отдельные подразделения по управлению рисками. Но зачастую такие новые структуры не имеют необходимых навыков, ресурсов, полномочий и видения полной картины бизнеса.

На практике в большинстве российских и международных нефтегазовых компаний процесс эффективного управления рисками полноценно не реализован. Причины совершенно разные: неприятие и непонимание самой необходимости процесса управления рисками, отсутствие законодательных требований, сложности практического внедрения и т. д.

Если смотреть широко на работу компаний, то в ежедневной хозяйственной деятельности определёнными рисками управляют буквально все их сотрудники, начиная от топ-менеджмента и заканчивая начальниками производственных направлений и самими рабочими. В то же время структурированный процесс управления рисками на уровне всей организации (так называемая система управления рисками Enterprise Risk Management, ERM) в нефтегазовых компаниях является редкостью.

В отличие от отдельных подразделений, которые могут оценивать ситуацию с рисками лишь фрагментарно, ERM-система работает комплексно, агрегируя, сопоставляя и прорабатывая риски всей организации и входящих в неё структурных звеньев.

В случае отсутствия в компании единой ERM-системы, функцию управления рисками каждая из структурных единиц организации, скорее всего, будет реализовывать самостоятельно. Оптимизацию деятельности какого-то подразделения без учёта интересов компании в целом называют субоптимизацией.

Так, если рассмотреть простой пример, когда блок переработки в нефтегазовой компании самостоятельно хеджи-



рует цену на входящую нефть от её повышения, а блок добычи в это же время хеджирует цену продаваемой нефти от её понижения, то для ВИНК в целом возникают совершенно ненужные затраты. Управление ценовым риском на уровне всей организации помогло бы нивелировать его и не привести к лишним расходам на хеджирование. Этот пример хотя и является весьма условным, но наглядно демонстрирует, насколько важно централизованное управление рисками.

Подобные истории встречаются в отношении широкого спектра рисков, в том числе процентного и валютного. Внедрение ERM в повседневные бизнес-процессы позволяет избежать подобных трат и заранее прорабатывать оптимальные решения для различных сценариев развития событий с учётом стратегических целей всей организации.

Несмотря на то что ERM-системы дают возможность обобщать риски на уровне всей организации, предотвращая таким образом создание дополнительных угроз и затрат для бизнеса, все они имеют ограничения из-за пресловутого человеческого фактора. Ведь сбор и оценка вводных данных осуществляются исходя из имеющейся информации и на основе персональных, субъективных суждений. Не говоря уже о неизбежных «чёрных лебедях».

Однако это не означает, что стоит вовсе отказаться от управления рисками. При должном уровне внимания со стороны руководства и привлечении квалифицированных специалистов к управлению рисками эта деятельность позволит компании получить значительные конкурентные преимущества и будет способствовать повышению её капитализации. Практика показывает, что именно комплексные системы по управлению рисками помогают достигать целевых показателей прибыльности и рентабельности и предотвращают нерациональное использование всех типов ресурсов.

Бизнес как по маслу?

Усилиями отечественных и зарубежных компаний на территории России активно развивается производство высококачественных моторных масел

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

В последние годы российская нефтепереработка переживает этап бурного развития. Благодаря четырёхсторонним соглашениям, заключённым между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и рядом ВИНК, ведётся строительство и модернизация нескольких десятков новых установок. Основная цель этой деятельности – переход на выпуск бензина и дизельного топлива класса Евро-5. Вместе с тем важным показателем развития нефтеперерабатывающего комплекса является не только экологический уровень производимого горючего, но и качество, а также широта ассортимента предлагаемых потребителю смазочных материалов. А в этой сфере Россия пока что отстаёт от многих промышленно развитых держав. Изготовление масел – эффективный путь использования тяжёлых нефтяных остатков, образующихся на НПЗ в результате переработки сырья, и одновременно сложнейшее производство, требующие привлечения новейших технологий и обеспечивающее выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью. При этом накал конкуренции на мировом рынке смазочных масел весьма высок – если моторное топливо в большинстве стран отвечает стандартному набору требований, то задача производителей масел – «удивить» потребителя качеством и при этом точно определить нишу для своего продукта.

По пути повышения качества

По данным компании CREON Energy, общий объём производства масел в России за последние годы практически не изменился. Между тем отмечались рост выпуска моторных масел (на 7,5%) и заметное сокращение объёмов изготовления индустриальных и базовых масел (на 5,7% и 3,7% соответственно). В структуре производства порядка 40% занимают базовые



«Газпром нефть»

масла, при этом наблюдается увеличение доли масел специального назначения (гидравлических, электроизоляционных и прочих) и постепенное сокращение сегмента индустриальных масел.

Согласно оценкам ВНИИ НП, в 2013 г. в России было произведено примерно 2,4 млн т масел при внутреннем спросе на уровне 1,6 млн т. Объём экспорта составил 950 тыс. т, импорта – 400 тыс. т. В структуре выпуска около 58% приходилось на смазочные материалы для подвижной техники, 33% – на индустриальные масла, ещё 7% – на энергетические.

Суммарные мощности по производству базовых масел в России достигают 3 млн т в год, при этом объём выпуска товарной продукции находится на уровне 1 млн т, из которых только 3% приходится на более качественную III группу, остальное – на I и II группы. Единственным производителем базовых масел III группы в России является «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». И только через 5–7 лет в связи с развитием технологии GTL ожидается начало выпуска базовых масел IV группы.

Тем не менее в последние годы в России был реализован ряд проектов по организации выпуска высококачественных масел. Так, в 2012 г. концерн Shell открыл комплекс по производству смазочных материалов в г. Торжке Тверской области.

Это предприятие производительностью 200 млн литров в год (около 180 тыс. т) станет после выхода на полную мощность одним из крупнейших в данной отрасли (подробнее см. интервью с председателем Shell в России Оливье Лазаром в этом номере «Нефти России»).

Компания Shell является одним из мировых лидеров в сфере разработки новых марок смазочных материалов, на этом поприще она сотрудничает с ведущими производителями дизельных двигателей и трансмиссий (см. «Shell на острие технического прогресса»). И накопленный ею опыт в данной области может быть применён и на территории РФ.

На уровне западных стандартов

Важное событие в сфере выпуска смазочных материалов произошло в апреле нынешнего года. На Омском заводе смазочных материалов (ОЗСМ) «Газпром нефти» была введена в эксплуатацию вторая очередь комплекса по смешению, затариванию и фасовке моторных масел. Данное производство является самым крупным в России по суммарной мощности блендинга (смешения) и фасовки.

Новый комплекс в Омске создавался в два этапа. В мае 2012 г. были введены в эксплуатацию объекты первой очереди,

Shell на острие технического прогресса

В апреле нынешнего года в Москве с презентацией для СМИ выступил доктор Вольфганг Варнеке, отвечающий в концерне Shell за разработку новых видов топлива и смазочных материалов для автомобилей, авиационного, железнодорожного и морского транспорта. Он рассказал об основных мировых тенденциях в области производства и потребления горючего.

Касаясь проблемы масел, доктор Варнеке отметил, что главная цель разработки их новых типов заключается в обеспечении более высокого ресурса двигателя. За счёт улучшения смазочных свойств возможно значительно снизить трение внутри двигателя внутреннего сгорания. В частности, одно из моторных масел Shell – Helix Ultra – позволяет существенно уменьшить расход топлива, что приведёт к большей экономичности.

При этом основные современные тенденции в сфере разработки новых моторных масел связаны с понижением их вязкости, то есть с уменьшением толщины плёнки, которую это масло образует на поверхности деталей двигателя. Но здесь надо быть очень осторожным. На рисунке приведён пример двух соприкасающихся металлических поверхностей, между которыми находится моторное масло. При чрезмерном снижении вязкости масла толщина его слоя становится меньше и в некоторых местах металлические части соприкасаются без присутствия смазки. Красная кривая показывает возрастающий коэффициент трения – он выходит в опасную зону.



Компания Shell совместно с конструкторами двигателей ведёт разработку новых моторных масел, позволяющих сдвинуть процесс смазки двигателя в нижнюю часть этого отрезка кривой для уменьшения трения. В



«Газпром нефть»

будущем будут использоваться всё менее вязкие масла, но для них надо производить и более совершенные двигатели.

Кроме того, Shell активно занимается созданием новых марок трансмиссионных масел. В частности, она сотрудничает с корпорацией ZF – крупнейшим производителем коробок передач и трансмиссий. Совместными усилиями они разрабатывают специальное трансмиссионное масло, которое заливается в необслуживаемую коробку передач. То есть это масло не надо менять за всё время её эксплуатации.

В сфере создания смазочных масел Shell также сотрудничает с

компанией Gordon Murray Design (GMD). Она разработала лёгкий, инновационный и экологичный городской автомобиль T.25, который позволяет решить сразу две задачи: сокращение уровня выбросов вредных веществ и снижение загруженности автодорог. Компании намерены создать и испытать новое масло, которое продемонстрирует возможности экономии топлива за счёт улучшения свойств смазочных материалов.

Сравнительные испытания нового масла сверхнизкой вязкости 0W-10 показали, что оно значительно превосходит стандартный европейский продукт среднего уровня (масло 10W-30). Так, даже в экстремальных режимах, в которых велись эти испытания, экономия топлива составила 4,6% для смешанного цикла и 6,5% для городского цикла.

Важный полигон для проверки качества масел Shell – автоспорт. Компания уже более 60 лет сотрудничает с Ferrari и являемся партнёром крупнейших автоспортивных команд, в том числе «Формулы-1».

На всех 19 этапах «Формулы-1» каждый пилот может использовать не более пяти двигателей, что ставит перед автоконструкторами задачу максимального повышения их ресурса. Кроме того, температура в новом турбокомпрессорном двигателе в автомобиле Scuderia Ferrari F14 T может достигать 1000 °C, что значительно ужесточает требования к защитным и охлаждающим свойствам моторного масла. А поскольку количество топлива, которое могут использовать участники «Формулы-1», ограничено регламентом соревнований, то свойства масла должны обеспечить более экономичную работу двигателя. Этим требованиям и соответствует масло Helix Ultra.

предназначенные для производства тары и фасовки, – склад сырья и готовой продукции, а также сверхсовременный резервуарный парк. В рамках второго этапа построена полностью автоматизированная станция смешения масел.

Блендинг оснащён пятью аппаратами смешения, системой самозащищающихся трубопроводов, позволяющей использовать схему раздельного приготовления масел по видам и группам, устройством высокоточной дозировки присадок, дезинтеграторами для подготовки компонентов смешения. Всё это даёт возможность максимально оперативно и полностью в автоматическом режиме производить широкий

ассортимент моторных масел. В систему комплекса уже загружено около 70 рецептов по приготовлению различных марок масел, в ближайшее время их число увеличится до 150. За счёт внедрения новейших технологий, ранее применявшихся только на заводе «Газпром нефти» в итальянском городе Бари, среднее время приготовления одной партии уменьшено до четырёх часов.

«Именно автоматическая станция смешения является ключевым элементом технологического комплекса. После её ввода он полностью сформирован. И у нас нет больше ограничений по смешению и производству каких-либо продуктов. Всё, что востребовано на рынках, теперь мы можем

оперативно произвести», – отмечает генеральный директор ООО «Газпромнефть – Смазочные материалы» Александр Трухан.

В целом данный комплекс рассчитан на производство 110 тыс. т моторных масел и фасовку 180 тыс. т готовой продукции. Станция фасовки обеспечивает затаривание более 350 наименований продукции и одновременное хранение 10 тыс. т упакованных масел. Инвестиции в создание комплекса составили порядка 3,4 млрд рублей.

«Ввод в эксплуатацию нового сверхсовременного производства на Омском заводе смазочных материалов позволит выпускать в России высокотехнологичные моторные масла, не уступающие по



«Газпром нефть»

своим характеристикам западным аналогам, и обеспечивать российских потребителей продукцией самого высокого качества. Мы применили на новой российской площадке опыт, накопленный нами в процессе управления зарубежными активами. Следующий крупный проект, реализация которого запланирована на ОЗСМ в 2018 г., – начало выпуска базовых масел высокой очистки. Это даст нам возможность отказаться от импорта сырья для производства высококачественных масел, усилив наши конкурентные позиции в России и странах СНГ», – заявил заместитель генерального директора «Газпром нефти» по логистике, переработке и сбыту Анатолий Чернер.

ОТ РЕГИОНАЛЬНОГО БРЕНДА – К МИРОВОМУ УРОВНЮ

Сегодня на долю «Газпром нефти» приходится около 14% отечественного рынка смазочных материалов, при этом она поставляет свои масла в 42 страны.

Как отмечает Александр Трухан, за последние семь лет эта компания прошла долгий путь развития. В 2007 г. половина производства приходилась на базовые масла, а половина – на так называемые масла ГОСТ, которые выпускались по спецификации 1960–1980 годов (см. рис. 1). Но шесть лет назад была принята стратегия, ориентированная на премиальную продукцию. То есть на ту, которая соответствует международной спецификации и требованиям ведущих производителей автомобилей и промышленного оборудования. Поскольку эти масла имеют очень сложную рецептуру и требуют максимальной чистоты по всей производственно-сбытовой цепочке, все их объёмы фасуются. По результатам 2013 г. доля премиальной продукции в портфеле ООО «Газпром

Рис. 1. Структура товарной продукции ООО «Газпромнефть – Смазочные масла», %

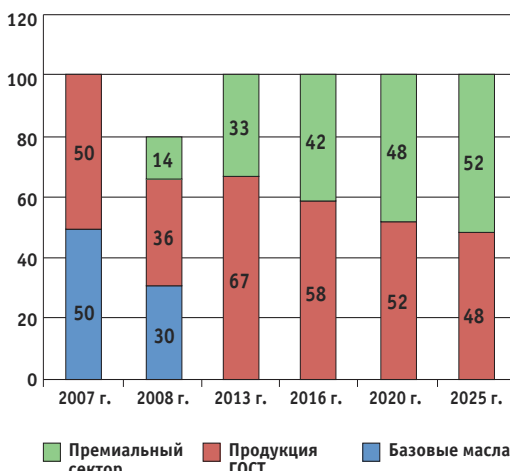


Рис. 2. Развитие ассортимента продукции ООО «Газпромнефть – Смазочные масла»



нефть – СМ» достигла 33%. Это абсолютный рекорд для российских компаний.

В прошлом году «Газпромнефть – СМ» сделала ещё один важный шаг в своём развитии – отказалась от сбыта базовых масел, полностью направляя их на приго-

товление собственной товарной продукции. Правда пока компания производит масла лишь первой группы, а второй и третьей – приобретает за рубежом.

Поскольку рынок требует очень широкого спектра СМ, компания начала активно работать над расширением ассортимента. Если в 2007 г. она предлагала потребителям всего 72 товарные позиции (причём в основном это были устаревшие виды продукции), то теперь освоен выпуск более 470 наименований масел, а число товарных позиций доведено до 1200 (см. рис. 2).

Компания изготавливает продукцию под тремя брендами. Масла класса G-Energy обладают наиболее высокими эксплуатационными характеристиками. Смазочные материалы под брендом «Газпром нефть» также имеют высокое качество, но они более доступны по цене. Наконец, выпускаются судовые масла Техасо по лицензии компании Chevron, которые продаются во всех портах России и более чем в 400 зарубежных портах.

В структуру ООО «Газпромнефть – СМ» входят пять заводов. Крупнейший из них – ОЗСМ, находящийся на территории Омского НПЗ. Там осуществляется как производство базовых масел, так и их смешение. Как уже отмечалось, в Омске начато сооружение комплекса по выпуску масел II и III групп мощностью до 230 тыс. т. Это даст возможность увеличить долю компании на отечественном рынке до 18%.

На «Ярославнефтеоргсинтезе» (входит в состав «Славнефти», контролируемой «Газпром нефтью» и «Роснефтью») производится около 340 тыс. т базовых масел в год, из них 120

тыс. т – доля «Газпрома». Сейчас на данном предприятии идёт строительство установок по выпуску масел III группы мощностью до 100 тыс. т в год.

Кроме того, компания приобрела завод масел в подмосковном Фрязине, где выпус-

кается 50 тыс. т СМ в год. За последние годы это предприятие было существенно модернизировано.

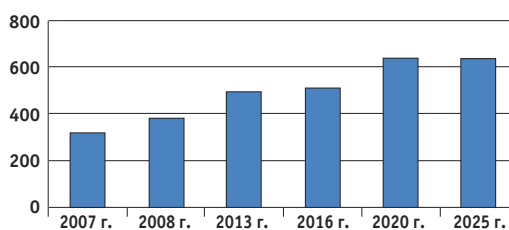
Производственная деятельность «Газпромнефть – СМ» вышла и за пределы России. Более трёх лет назад компания купила у Chevron завод (а также технологии и товарный знак) в итальянском городе Бари.

Масла также производятся на НПЗ в сербском городе Нови Сад, входящем в состав компании NIS («Газпром нефти» принадлежит 56,15% её акций). Но уже принято решение об интеграции этого предприятия с «Газпромнефть – СМ». Сейчас там идёт закупка оборудования и начинаются строительные работы по созданию нового комплекса, на котором будут производить до 180 тыс. т в год масел II группы, а также нафтенные масла.

Сейчас мировая экономика переживает нелёгкие времена, что отражается и на объёмах потребления смазочных масел. Тем не менее «Газпромнефть – СМ» за прошлый год увеличила своё производство на 12%, до 492,2 тыс. т, немного не дотянув до символической цифры в полмиллиона (см. рис. 3). При этом развитие шло в основном в премиальных секторах. Так, производство потребительских масел (то есть тех, которые автолюбители приобретают в магазинах) выросло на 30%, СМ для коммерческого транспорта – на 5%, для промышленности – на 1% (но при этом произошёл существенный сдвиг от масел ГОСТ в сторону премиальной продукции). Одновременно ассортимент расширился практически в два раза.

Буквально с первых месяцев существования компании акцент в её деятельности делался на внедрении новейших тех-

Рис. 3. Производство товарной продукции и планы ООО «Газпромнефть – Смазочные масла», млн т



нологий. Она сотрудничает как с ведущими российскими научно-исследовательскими институтами, так и с мировыми лидерами в сфере разработки смазочных материалов. Это позволяет оперативно ориентироваться на потребности рынка, производить продукцию в соответствии с мировыми стандартами.

Большое внимание руководство компании уделяет вопросам сертификации продукции. «Газпромнефть – СМ» обладает сертификатами ISO 9001 и ISO 14001, а также стала первой российской масляной компанией, которой вручили сертификат ISO/TS 16949. Этот стандарт был разработан производителями автомобилей, в том числе такими ведущими корпорациями, как Mercedes, Volvo и Volkswagen.

Три года назад «Газпромнефть – СМ» была сертифицирована швейцарской фирмой SGS, которая является абсолютным лидером в сфере технологий нефтепереработки. В прошлом году получено подтверждение системы контроля качества по всей цепочке – от разработки и производства компонентов, выпуска базовых масел до смешения, фасовки и поставки

потребителям готовых масел. Кроме того, продукция ООО «Газпромнефть – СМ» получила свыше ста одобрений от глобальных производителей техники, её масла указаны на сайтах этих компаний как рекомендованные к применению.

Компания налаживает прямое сотрудничество с отечественными производителями автомобилей и сельскохозяйственной техники, в их числе –

Mercedes Benz Trucks Vostok, «Автотор», LIFAN, Chery, «КАМАЗ», «Ростсельмаш». Кроме того, сегодня около 50% горно-добывающей и металлургической промышленности страны снабжается премиальными продуктами производства «Газпром нефти». Её продукция используется такими компаниями, как «СУЭК», «СДС Уголь», «Северсталь», ММК, ЧМК, ОЭМК, и другими. В прошлом году существенно укрепилось сотрудничество со станциями техобслуживания, их число достигло 3 тыс.

Расширяется и география поставок. Если в 2008 г. компания являлась небольшим региональным масляным брендом, то сегодня она реализует свою продукцию во всех уголках нашей страны. Кроме того, ОЗСМ начал поставки сначала в Казахстан, а затем и в другие республики Средней Азии. После покупки завода во Фризине достаточно хорошо был освоен рынок Восточной Европы. А приобретение заводов в Бари и Нови Саде позволило начать продажи в Южной Европе, Северной Африке и многих других регионах и странах, вплоть до Доминиканской Республики. С вводом в эксплуатацию нового комплекса в Омске компания сможет отправлять небольшие партии высококачественных марок на Ближний Восток, в Турцию, Египет. Уже подписан контракт на поставку фасованных масел в Китай.

У компании весьма амбициозные планы. Так, в ближайшее время продажи на зарубежных рынках намечается увеличить как минимум в два раза. Доля фасованной продукции достигнет 50%, а доля продаж синтетических продуктов – 30%.

Проекты «Газпром нефти» помогают решить столь насущную для России задачу – обеспечение глубокой и комплексной переработки нефтяного сырья с получением продукции с высокой добавленной стоимостью. Одновременно автоводители, транспортные и промышленные предприятия получают качественные масла отечественного производства, гарантирующие стабильную и эффективную работу техники. ■



«Газпром нефть»

«Нефтетанк» - выгодные решения организации полевых складов горючего



По мере того как добыча углеводородов смещается в неосвоенные и труднодоступные регионы России, все большую остроту приобретают вопросы хранения нефтепродуктов и топлива в условиях удаленных месторождений. Дизельное топливо, «жизненные соки» любого объекта, обеспечивающие его функционирование, ранее традиционно хранилось в металлических резервуарах. Установка таких резервуаров, как правило, занимала не менее полугода и сопровождалась высокими расходами на транспортировку, подготовку фундамента, монтажные работы. Все более растущие требования к резервуарным паркам заставляют искать решения в новых технологиях и разработках. Современные полимеры приходят на замену менее эффективным металлическим резервуарам XX века.

ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО: НЕФТЕТАНКИ ВМЕСТО МЕТАЛЛА

Решение, позволяющее оптимизировать организацию работ на новых месторождениях, было найдено, когда пять лет назад российская компания «Нефтетанк» предложила российским компаниям технологический прорыв в создании полевых складов горючего (ПСГ). Вместо металла для изготовления резервуаров и цистерн было предложено использовать специальный полимерный материал, устойчивый к воздействию нефтепродуктов и обладающий рядом неоспоримых преимуществ.

Так на российском рынке появились высокотехнологичные нефтетанки - мягкие резервуары для хранения топлива и нефтепродуктов, изготовленные из армированного полимера и представляющие собой герметичную оболочку подушечной формы. Материал резервуара изготавливается по специально разработанной для компании «Нефтетанк» ре-

цептуре немецкой фирмой «Mehler Technologies GmbH», обладающей более чем 60-летним опытом в области разработки и производства полимеров и эластомеров. Материал поставляется эксклюзивно для компании «Нефтетанк».

Замена металла на полимер, прежде всего, дает легкость. Легкость конструкции - это легкость в транспортировке, при погрузочно-разгрузочных работах и монтаже (развертывании). Важно, что нефтетанк представляет собой полностью готовое к эксплуатации изделие. В то время как металлические резервуары требуют специально обустроенного фундамента, нефтетанки можно размещать на неподготовленной и небетонированной площадке.

Использование полимерной основы при изготовлении резервуара обеспечивает отсутствие необходимости в защите материала, в том числе от коррозии. Напомним, что неотъемлемой частью использования металлических резервуаров

являются периодические ремонтные и сервисные работы – очистка от ржавчины, пескоструйные работы и покраска.

Еще одной важной особенностью нефтетанков является возможность продолжительной эксплуатации и в условиях сейсмической активности, которой зачастую характеризуются удаленные регионы добычи.

СВОЙСТВА МАТЕРИАЛА

В числе стран-производителей мягких резервуаров сегодня США, Канада, Германия, Китай, Австралия и Россия. Все они производят резервуары с различными техническими и ценовыми характеристиками, которые во многом зависят от применяемых полимерных материалов.

Именно компанией «Нефтетанк» была проделана работа по созданию резервуаров, специально адаптированных к российским климатическим условиям Сибири и районов Крайнего Севера. «Одной из наиболее важных задач для нас явилось обеспечение морозостойкости полимерного материала, – рассказывает Дмитрий Литовченко, руководитель отдела развития компании «Нефтетанк». – Процесс создания сопровождался длительными испытаниями. Аналоги продукции в основном хорошо работали в верхнем температурном режиме и были менее эффективны в условиях отрицательных и больших перепадов температур, особенно при долгосрочном хранении топлива». Промышленные испытания материала были начаты ещё в 2008 году и продолжались больше года, прежде чем была осуществлена первая отгрузка продукции заказчику.

В прошлом году «Нефтетанк» получил патент на морозостойкий материал для длительной эксплуатации при экстремально низких температурах. Температурный режим эксплуатации укладывается в диапазон от -60°C до $+60^{\circ}\text{C}$ (в некоторых случаях до $+90^{\circ}\text{C}$).

Эксклюзивный материал, производимый для «Нефтетанка» немецкой компанией «Mehler Technologies» обладает высокой прочностью, стойкостью к истиранию и воздействию вещества хранения и внешних факторов: воды, влаги, УФ-излучения, бактерий.

ТЕХНОЛОГИЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

Важной отличительной чертой нефтетанков является не только материал, но и технология изготовления. Сегодня наиболее распространенными техно-



логиями, применяемыми для сварки полотен материала, являются технологии сварки горячим воздухом и сварка ТВЧ (Токи Высокой Частоты). Они характеризуются рядом существенных недостатков, к числу которых относится необходимость постоянно следить за давлением в аппарате и «докатывать» швы валиком вручную (сварка горячим воздухом), а также получение шва, работающего «на разрыв» (ТВЧ), что значительно ухудшает прочностные характеристики изделия в целом. Но в компании «Нефтетанк» для изготовления мягких резервуаров была разработана и запатентована технология «двойного шва на сдвиг», удваивающая надежность сварки полотен материала. Дополнительно снижает нагрузку на швы и специальный раскрой оболочек. «Именно технология «двойного шва на сдвиг» способна обеспечить прочность материала на шовных соединениях, равную и зачастую превосходящую прочность самого материала», – комментирует Литовченко. По оценкам специалистов, прочность швов на сдвиг более чем в 10 раз превосходит прочность швов на разрыв. Оборудование для реализации технологии производится в Швейцарии. Изготовление шва полностью автоматизировано и не требует постоянного участия человека (как в случае с обычной сваркой горячим воздухом).

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Объем нефтетанка достигает 250 м^3 и как показывает практический опыт, именно такой объем обеспечивает максимальное удобство при эксплуатации полевых складов горючего. Оптимальным является соотношение занимаемой нефтетанками площади и количества дополнительного оборудования (счетчиков, рукавов, хомутов и прочего), что позволяет легко организовывать ПСГ общим объемом в десятки тысяч тонн горючего.

Нефтетанки выигрывают у металлических и по полезному объему хранения. Для металлического резервуара он обычно составляет 85% от номинального объема. Это связано с тем, что при повышении температуры окружающей среды происходит тепловое расширение, значительное для нефтепродуктов. В частности, для дизельного топлива расширение может достигать 13%. В то же время полезный объем мягкого резервуара совершенно не меняется, оставаясь 100-процентным независимо от того, при какой температуре происходит заливка.

Вес резервуара объемом 250 м^3 составляет всего 500 кг, и это значительное конкурентное преимущество в сравнении с металлическими аналогами; стальной резервуар вместительностью 200 м^3 , например, весит 13 т. На практике это означает, что несколько мягких

Монтаж металлических и мягких резервуаров (сравнительные характеристики)

Металлический резервуар	Нефтетанк
1. Проектирование: конструкторская документация, ППР, местный подогреватель	1. Доставка емкостей на объект
2. Изготовление и доставка металлоконструкций на площадку строительства (РВС – 1 тыс. м ³ , подогреватель) – два комплекта	2. Разворачивание. Один резервуар – не более 10 мин
3. Поставка материалов: теплоизоляции, АКЗ-антикоррозионной защиты, резервуарного оборудования, материалов для фундамента	3. Заливка
4. Разгрузка	
5. Монтаж фундамента. Выдержка для набора прочности	
6. Монтаж металлоконструкций	
7. Сварка швов	
8. Контроль сварных соединений	
9. Проведение гидроиспытаний	
10. Монтаж теплоизоляции, трубопроводов и вспомогательного оборудования	

резервуаров можно перевезти на обычной грузовой «Газели». А полное разворачивание резервуара бригадой из шести человек с подготовкой его к наполнению занимает всего лишь 10 минут!

Для сравнения приведем операции, проведение которых необходимо для монтажа металлического резервуара и мягкого резервуара (см. рис. 1).

Для размещения нефтетанка достаточно выбрать ровную площадку и очистить ее от крупных острых предметов и камней. В целях защиты почвы в углубление под нефтетанком укладывается специальное защитное покрытие (противофильтрационный полотно), а по периметру мягкого резервуара или группы резервуаров выполняется защитное обвалование.

В случае металлического резервуара перед эксплуатацией потребуется проверить сварные швы и провести гидроиспытания, для нефтетанка контрольный этап отсутствует – испытания на герметичность уже проведены на стадии производства.

При ликвидации склада нефтетанк достаточно опустошить, высушить, свернуть и упаковать, при этом затраты на рекультивацию земель не потребуются, а нефтетанк можно перевезти на другой объект и там снова использовать.

СЕРВИС

Компания «Нефтетанк» является не просто производителем и поставщиком готовой продукции, но и выполняет проекты по оперативной организации и разворачиванию полевых складов горючего «под ключ», т.е. предоставляет заказчику полный перечень всего необходимого дополнительного оборудования, такого как насосное оборудование, колонки, счетчики, рукава и шланги, запорную арматуру, средства освещения, пожаротушения, молниезащиты и мно-

гое другое, а в дальнейшем обеспечива-ет заказчика квалифицированным и своевременным обслуживанием.

Все, что требуется от заказчика – это информация о том, где расположен объект, общий объем и тип нефтепродуктов, которым необходимо обеспечить хранение. Далее специалисты «Нефтетанка» оперативно производят полный расчет склада с выполнением чертежей, подбирая оптимальное количество емкостей и их оптимальный объем. Также выполняется расчет дополнительного оборудования. В случае необходимости компания «Нефтетанк» готова изготовить оборудование по чертежам заказчика.

Далее в сжатые сроки осуществляется производство (зачастую продукция отгружается со склада, так как типовые размеры нефтетанков всегда есть в наличии), доставка и шеф-монтаж всех емкостей, которые подключаются в единую топливную сеть. В свою очередь, топливная сеть подключается к насосно-перекачивающему модулю (НПМ) – собственной разработке компании «Нефтетанк». Персонал обучают, как пользоваться аппаратурой и емкостями, как за ними ухаживать, после чего, в случае необходимости, представители компании-изготовителя готовы осуществлять периодические проверки работы оборудования.

В условиях зимних полевых сезонов, когда о необходимости организации складов горючего зачастую вспоминают в последний момент, компания «Нефтетанк» готова работать в условиях «здесь и сейчас», поскольку всегда располагает более чем 20 000 м³ складского запаса нефтетанков типовых размеров.

ДРУГИЕ НАПРАВЛЕНИЯ

Помимо организации полевых складов горючего, резервуары компании «Нефтетанк» применяются в качестве емкостей

для хранения трансформаторного масла при плановом и аварийном ремонте промышленных трансформаторов.

Перспективно применение нефтетанков и при ремонте трубопроводов. Малый вес нефтетанка, объемом 10 или 20 куб. метров, позволяет переносить его на руках усилиями нескольких человек, и для временного слива топлива достаточно лишь развернуть резервуар и присоединить к нему сливоналивную арматуру, что займет лишь 3–5 минут.

Мягкие резервуары-газгольдеры производства компании «Нефтетанк» позволяют сократить потери бензина при так называемых «дыханиях» стальных емкостей и при сливоналивных операциях до 95 %. Производятся резервуары-газгольдеры из полимерных материалов, характеризующихся высокими барьерными свойствами для паров и газов, стойкостью к солнечной радиации и химическим реагентам.

Одним из важных свойств мягких резервуаров является возможность использования их для хранения пищевых продуктов. Такие мягкие резервуары могут использоваться для снабжения населения питьевой водой в районах техногенных аварий и природных катастроф, а также для создания запаса питьевой воды на месторождениях и других отдаленных районах.

ПРИМЕНЕНИЕ

За пять лет работы на рынке усилия компании «Нефтетанк» по продвижению новых технологий хранения нефтепродуктов и топлива были по достоинству оценены ведущими нефтяными компаниями отрасли. С 2012-го по 2014 год компания победила более чем в 95% отраслевых тендеров.

По состоянию на начало 2014 года «Нефтетанк» обеспечил хранение более 500 000 м³ нефтепродуктов. Преимущество нефтетанков по достоинству оценили ведущие компании нефтегазовой отрасли – «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «ЛУКОЙЛ-Транс», «Стройгазконсалтинг», «Оренбургская буровая компания», «ЭРИЭЛЛ Нефтегазсервис», «Енисей», «Сибирская сервисная компания», «Транснефть», «Транснефтепродукт», группа компаний «Энергия» – и множество других предприятий от Калининграда и Новороссийска до Якутска и Хабаровска. ■



НЕФТЕТАНК®
Гарантия надежности!

РЕЗЕРВУАРЫ БУДУЩЕГО УЖЕ СЕГОДНЯ

ООО «Нефтетанк» является ведущим российским производителем мягких резервуаров из новейших эксклюзивных полимерных материалов

В нефтетанках® можно перевозить и долгосрочно хранить:

- все типы нефтепродуктов,
- трансформаторное масло,
- удобрения, кислоты и щелочи,
- техническую, питьевую воду, жиры и другие жидкости

Выгоды применения нефтетанков и сотрудничества с ООО «Нефтетанк»:

- ▶ Организация Полевого Склада Горючего (ПСГ) в 10 000 м³ за 1 день;
- ▶ Компактность – возможна вертолётная доставка в отдалённые и труднодоступные районы;
- ▶ Быстрый и простой монтаж – без подготовки фундамента и тяжелой спец. техники;
- ▶ Срок эксплуатации до 10 лет и более, не подвержены коррозии, инертны к хранимой жидкости;
- ▶ Температура эксплуатации от -60°C до +60°C, многоразовое использование на новых объектах



Наши постоянные клиенты



127282, г. Москва, Чермянский пр-д, д. 7, стр. 1
Тел./факс: +7(495)504-12-28
www.neftetank.ru • sales@neftetank.ru

Сызранский НПЗ: модернизация продолжается

На территории действующего предприятия, по сути, идёт строительство нового завода без остановки производства

Сызранский НПЗ входит в состав Самарской группы нефтеперерабатывающих предприятий ОАО «НК «Роснефть». Его строительство началось до Великой Отечественной войны, а первая партия нефтепродуктов была произведена в июле 1942 г.

Сейчас завод перерабатывает западносибирскую нефть, а также сырьё, добываемое в Самарской области (предприятием «Самаранефтегаз»). Вторичные перерабатывающие мощности НПЗ включают установки каталитического риформинга, гидроочистки топлив, каталитического и термического крекинга, изомеризации, битумную и газофракционирующую установки, установки по производству водорода и серной кислоты. Завод выпускает широкую номенклатуру нефтепродуктов, в том числе высококачественное моторное топливо, авиакеросин, битум и т. д.

О сегодняшнем дне завода и перспективах его развития журналу «Нефть России» рассказал исполняющий обязанности генерального директора ОАО «СНПЗ» Константин Стежко.

– Константин Иванович, с какими результатами Сызранский НПЗ закончил 2013 г.? Каковы объёмы переработанного сырья по сравнению с предыдущим годом?

– В 2013 г. на предприятии переработано около 6,9 млн т нефти, что больше, чем в предыдущем году на 211 тыс. т. Производство автобензинов возросло на 22 тыс. т, таким образом, отгружено свыше 1 млн т топлива этого вида. Потребителям поставлено более 1,7 млн т дизельного топлива и запланированные объёмы серной кислоты, сжиженных газов, мазута, битума и других нефтепродуктов.

На предприятии освоен выпуск автобензинов и дизельного топлива по стандартам Евро-4 и Евро-5 – это свидетель-



ство качественно новых производственных возможностей завода.

Квалификационные испытания образцов топлива успешно проведены во Всероссийском научно-исследовательском институте по переработке нефти, и Сызранский НПЗ получил допуск к производству данного вида продукции.

– В настоящее время «Роснефть» реализует масштабную программу глубокой модернизации собственных НПЗ. Что сделано в рамках этой программы на Вашем заводе?

– Программа глубокой модернизации стартовала на нашем предприятии в 2007 г. Были введены в эксплуатацию установки по производству водорода,

серной кислоты методом мокрого катализа, изомеризации, а также блок выделения бензолсодержащей фракции на установке каталитического риформинга.

Главная цель реализуемой программы – полный переход на выпуск нефтепродуктов по стандарту Евро-5, увеличение глубины переработки, повышение экологической и промышленной безопасности за счёт вывода морально устаревшего и физически изношенного оборудования. Эти задачи будут решены с завершением строительства комплекса каталитического крекинга – уникального по многим характеристикам объекта.

Всего в программе модернизации – семь пусковых комплексов и объекты общезаводского хозяйства, обеспечи-

вающие эксплуатацию технологических установок.

В прошлом году на комплексах установки каталитического крекинга и гидроочистки вакуумного газойля смонтированы реакторы и большая часть оборудования.

Реконструкция, а по сути строительство на территории действующего предприятия нового завода, идёт без остановки производства.



– Как Вы оцениваете опыт взаимодействия с проектными, строительными и иными подрядными организациями в ходе процесса реконструкции предприятия?

– В настоящее время модернизируется целый ряд предприятий нефтепереработки по всей России. И поэтому крупные проектные институты загружены работой на 100%. Взаимодействие нашего завода и разработчиков проектов достаточно отлажено. Документация готовится в соответствии с графиком, оборудование вовремя контрактируется.

В следующем году главный упор придётся на строительно-монтажные работы, шеф-монтаж, пусконаладку.

В настоящее время на строительных объектах задействовано порядка 2 тыс.

подрядчиков, из них 84% представляют Самарскую область.

– К каким результатам приведёт модернизация предприятия? Как изменится ассортимент выпускаемой продукции?

В результате модернизации возрастёт выход продукции. Глубина переработки, как я уже говорил, также повысится на 20% за счёт включения в технологическую цепочку новых процессов.



Ассортимент продукции, безусловно, тоже изменится. С 2016 г. Сызранский НПЗ будет выпускать нефтепродукты только высшего экологического класса.

– Вырастет ли экологическая безопасность предприятия в результате модернизации?

– Обеспечение экологической безопасности для нас не менее важно, чем достижение высоких производственных показателей. На природоохранные мероприятия только в прошлом году было направлено 615,7 млн рублей. И как результат – уровень фактических выбросов предприятия на 26,5% ниже нормативов, а сточные воды Сызранского НПЗ

уже сегодня относятся к категории «нормативно очищенных».

Экологическая обстановка как на самом предприятии, так и на границе санитарно-защитной зоны будет и дальше улучшаться.

– Многие предприятия отрасли сегодня испытывают трудности с поиском высококвалифицированных кадров. Как Вы справляетесь с этой проблемой?

– Кадровый вопрос на заводе решается комплексно и целенаправленно. Сегодня на Сызранском НПЗ трудится около 2,4 тыс. человек, 43% из них имеют высшее образование. Наше предприятие – одно из наиболее престижных мест работы в Сызрани. Людей привлекает не только стабильность и достойная зарплата, но и социальная защищённость. Наш коллективный договор по наполняемости льготами не раз признавался лучшим в городе. Завод полностью сохранил собственную социальную инфраструктуру. Одна из самых востребованных социальных программ – льготное ипотечное кредитование.

Важное направление кадровой политики – работа с молодыми специалистами. К нам с удовольствием устраиваются на работу выпускники колледжей и университетов – только за последние три года на предприятие пришло более 350 выпускников. В ближайшие годы нам потребуется более чем 700 человек, из них почти 500 по рабочим специальностям. В общем, несмотря на возраст, наш родной завод не только не стареет, а наоборот – обновляется и молодеет!

Бег с растущими препятствиями



Несмотря на ухудшение структуры запасов, ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечивает прирост МСБ, превышающий объёмы добычи

В условиях истощения и обводнения месторождений прирост запасов и проведение геологоразведочных работ приобретают для современного нефтегазового бизнеса России стратегический характер. Они всё чаще обсуждаются не только на отраслевом, но и на государственном уровне. Об организации работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы в ОАО «Сургутнефтегаз» редакции журнала «Нефть России» рассказал заместитель главного геолога – начальник геологического управления компании Иван КОС.

– Иван Михайлович, «Сургутнефтегаз» одним из первых сосредоточил внимание на поддержании и приросте ресурсной базы, выступив пионером в разведке и разработке трудноизвлекаемых запасов. Дала ли эта многолетняя работа практический результат?

– Наша компания обеспечивает ежегодное воспроизводство минерально-сырьевой базы в объёме, превышающем годовую добычу нефти. Эта задача успешно решается за счёт доразведки существующих



участков и приобретения новых лицензий в перспективных нефтегазоносных провинциях. Благодаря реализации программы геологоразведочных работ силами ОАО «Сургутнефтегаз» только за 2003–2013 гг. открыто 138 залежей и 34 месторождения.

За этот период компаний было добыто свыше 672 млн т нефти, совокупный прирост запасов категорий А, В и С₁ составил

почти 900 млн т, инвестиции в проведение ГРП превысили 133,7 млрд рублей.

Ресурсная база акционерного общества в настоящее время насчитывает более 150 лицензий на право пользования недрами, при этом большая часть участков располагается в Западной Сибири. Но увеличивается число лицензий в Восточной Сибири и Тимано-Печоре. В течение 2013 г. «Сургутнефтегаз» проводил геологоразведочные работы более чем на 90 лицензионных участках в ХМАО – Югре, Ямало-Ненецком и Ненецком автономных округах, Тюменской, Новосибирской, Иркутской областях, в Республике Саха (Якутия) и Красноярском крае.

– Насколько успешны эти работы в зависимости от регионов их проведения?

– Несмотря на высокую степень изученности и многолетнюю разработку месторождений (некоторые из них осваиваются на протяжении полувека), Западная Сибирь остаётся главным регионом деятельности ОАО «Сургутнефтегаз», а ГРП на территории Западной Сибири и сегодня показывают высокую эффективность. Ресурсная база в регионе стабильно восполняется за счёт расши-

рения существующих и открытия новых залежей и месторождений.

«Сургутнефтегаз» продолжает увеличивать объёмы ГРП в Восточной Сибири и Тимано-Печоре. Благодаря интенсивной работе по геологическому исследованию и разведке прилегающих площадей в Восточной Сибири компания обладает уже 25 лицензиями на право пользования недрами. На территории Ненецкого автономного округа акционерное общество ведёт работы на восьми лицензионных участках. Силами компании в регионе открыты три месторождения: Ненецкое, Западно-Сарутаюское и Сямаяское.

– Всё более критичной становится работа по доразведке нижележащих горизонтов на уже разрабатываемых месторождениях. Что делается для решения этой проблемы?

– В Западной Сибири ОАО «Сургутнефтегаз» проводит углубление эксплуатационных скважин в сочетании с полным комплексом геолого-геофизических исследований.

Также реализуется программа по доразведке нижних горизонтов методом резки боковых стволов. Благодаря этому уже открыты запасы углеводородов в нижних продуктивных отложениях семи месторождений, расположенных в Западной Сибири и Республике Саха (Якутия).

В зависимости от особенностей геологического строения и степени выработки запасов месторождений в компании применяется восемь видов профилей проводки боковых стволов. «Сургутнефтегаз» использует такие технологии резки, как бурение многоствольных, многозбойных боковых стволов, метод вскрытия пластов на режиме депрессии.

– В каких объёмах осуществляются поиск и разведка запасов, сейсморазведочные работы?

– Поисково-разведочные работы выполняются преимущественно собственными силами компании. На территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в Ненецком автономном округе привлекаются специализированные подрядные организации.

С целью поиска и разведки углеводородного сырья в последнее время осуществляется строительство около 80 скважин ежегодно. В компании годовой объём поисково-разведочного бурения составляет более 210 тыс. м горных пород, успешность же этих работ превышает 70%.

Для обеспечения максимального прироста запасов нефти «Сургутнефтегаз» мо-

дернизирует арсенал применяемого оборудования и аппаратуры, совершенствует технологии выполнения полевых геофизических работ, методики обработки и интерпретации данных и общие подходы к изучению геологической среды.

В целях подготовки объектов к поисково-разведочному бурению, детализации геологических структур «Сургутнефтегаз» осуществляет масштабные сейсморазведочные работы с помощью подрядных организаций.



Так, за период с 2003-го по 2013 год общий объём сейсморазведочных работ 2D на лицензионных участках компании составил около 64 тыс. погонных км, 3D – 9,8 тыс. км². В 2014–2016 гг. акционерное общество планирует провести сейсморазведочные работы 2D в объёме более 8,7 тыс. погонных км, 3D – около 4,6 тыс. км².

Основной объём обработки и интерпретации сейсморазведочного материала в последние годы выполняет структурное подразделение компании «Сургутнефтегаз» – институт «СургутНИПИнефть».

Растущие потребности в детализации знаний о резервуарах залежей удовлетворяются за счёт привлечения новых техно-

логий обработки и интерпретации данных, включая проведение комплексных исследований с целью повышения результативности геофизических работ на всех этапах геологоразведочного процесса. Эти исследования позволяют оказать помощь сейсморазведке в построении моделей статических и кинематических поправок, предоставляют дополнительную информацию о геологической модели, повышая её достоверность.

Совокупное применение электроразведочных методов в комплексе с данными сейсморазведки и геоинформационных систем значительно расширяет возможности по изучению параметров и структуры залежи. В 2013–2015 гг. «Сургутнефтегаз» планирует проведение на территории Восточной Сибири электроразведочных работ методами зондирования становлением поля в ближней зоне и магнитотеллурических зондирований.

– В чем Вы видите главные проблемы воспроизводства МСБ?

– Прежде всего, в ухудшении структуры запасов углеводородов. Запасы нефти крупных месторождений, находящихся в длительной эксплуатации, истощаются, а основная доля прироста приходится на трудноизвлекаемые запасы.

Сложности в работе с этой категорией запасов возникают уже на этапах поиска и разведки. Для современных геологов актуальной становится задача обнаружения небольших, сложнопостроенных залежей ачимовских и юрских отложений в Западной Сибири, венд-кембрийских – в Восточной Сибири.

К категории трудноизвлекаемых относятся запасы нефти подгазовых частей залежей и сложнопостроенных низкопродуктивных залежей, сосредоточенных в ачимовских, юрских отложениях, триасовых образованиях Западной Сибири, карбонатно-терригенных отложениях нижнего кембрия-венда Восточной Сибири и пермско-девонских отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Особое место в ряду труднопрогнозируемых залежей занимают породы триаса и палеозоя, отложения баженовской свиты. Поиск и разведка этих объектов стандартными методами сейсморазведки не всегда эффективны, а бурение глубоких скважин без чёткого обоснования их заложения сопровождается высокими рисками, связанными с неподтверждением наличия углеводородов.

Истощение активных запасов нефти вынуждает недропользователей обращаться



к исследованию и разработке залежей в коллекторах с ухудшенными свойствами на больших глубинах – где всё сложнее и дороже добывать углеводородное сырьё.

– Есть ли надежды на приобретение новых лицензий на аукционах?

– Отсутствие новых участков с ясными и чёткими перспективами также является сегодня острой проблемой. Большинство участков, предлагаемых на аукционах, имеют невысокий углеводородный потенциал, сосредоточенный в сложнопостроенных, трудных для разведки и разработки залежах. Как правило, такие объекты требуют значительных затрат на ГРП и нуждаются в обширном доизучении для уточнения их геологического строения и переоценки запасов углеводородов.

На участках, приобретаемых с целью геологического изучения, «Сургутнефтегаз» приходится начинать поиск нефти и газа практически с чистого листа. Поисково-разведочные работы на этих территориях, содержащих прогнозные ресурсы углеводородов категорий D₁ и D₂ либо перспективные ресурсы C₃, как правило, характеризуются высокими геологическими рисками. ГРП в силу этих объективных факторов требуют солидных капиталовложений, постоянного научного и инженерного поиска и внедрения инновационных технологий.

– То есть большая ответственность возлагается на учёных?

– Вся практическая работа в области поиска и разведки в акционерном обществе «Сургутнефтегаз» сопровождается научной поддержкой. Её обеспечивают около 30 научно-исследовательских и проектных

институтов, работающих по различным тематикам и направлениям. При этом основной объём научных исследований и проектных работ для компании выполняет собственный институт.

За 2008–2013 гг. «СургутНИПИнефть» более чем в три раза нарастил объёмы обработки и интерпретации сейсмических материалов. В результате выявлены перспективные ресурсы нефти, проведена оценка возможных запасов. Открыто семь месторождений с суммарными запасами 152 млн т. Сотрудники института успешно выполняют петрофизические, литологические, геохимические исследования, работы по изучению керна, моделированию процессов физико-химического воздействия на пласт и т. д.

За этот же период специалисты института осуществили исследование и анализ 76,2 тыс. м керна (в 2013 г. – 15,5 тыс. м), разработали проектную документацию на 1866 объектов капитального строительства и капитального ремонта.

С 2005 г. институт занимается созданием технологий освоения трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты. С этой целью опытно-промышленные работы ведутся уже на 11 месторождениях в Югре. В 2013 г. «Сургутнефтегаз» обеспечил 86% всей добычи баженовской нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа.

Благодаря деятельности общества «СургутНИПИнефть» изучены, освоены и успешно применены эффективные технологии вскрытия низкопроницаемых пластов горизонтальными скважинами с многосекционным гидроразрывом и наклонно-направленными скважинами с различными видами ГРП.

– Насколько важно для интенсификации ГРП внедрение передовых информационных технологий?

– Учитывая растущий в геометрической прогрессии массив информации о залежах, оно, безусловно, необходимо.

«Сургутнефтегаз» реализует комплексную программу по модернизации корпоративной базы данных геолого-геофизической и промышленной информации. Использование информационных технологий и современных методов обработки геолого-геофизических данных позволяет проводить ГРП с максимальной эффективностью.

Внедрение специализированного программного обеспечения для хранения, анализа и оперативного использования геолого-геофизических данных осуществляется в сотрудничестве с ведущими мировыми компаниями в этой области. Важным результатом данной деятельности стала разработка структуры хранения геолого-геофизической и промышленной информации, адаптированной для нужд акционерного общества.

– Расскажите о дальнейших планах «Сургутнефтегаза» в области ГРП.

– Согласно долгосрочной производственной программе, компания планирует обеспечивать объёмы поисково-разведочного бурения на уровне свыше 210 тыс. м горных пород в год, проводить сейсморазведку и научные исследования, направляя на выполнение ГРП около 17–20 млрд рублей в год.

Необходимо отметить, что перспективы развития минерально-сырьевой базы ОАО «Сургутнефтегаз» обусловлены, прежде всего, вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, эффективной доразведкой разрабатываемых месторождений, изучением глубокозалегающих отложений в Западной Сибири и открытиями новых горизонтов в развивающихся нефтегазоносных провинциях России. Все эти работы сопряжены с масштабными долгосрочными капиталовложениями.

Поэтому важно, чтобы государство поддержало нефтяников, пересмотрев фискальные подходы и существенно облегчив административное регулирование геологоразведки и освоения трудноизвлекаемых запасов. Именно с ними связана дальнейшая стабильная нефтедобыча в России и будущие поступления в бюджет в виде НДПИ.

*Подготовила в печать
Лилия МОРОХОВА*

Фото ОАО «Сургутнефтегаз» ■

XXI специализированная выставка



2014

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс

16-19

сентября



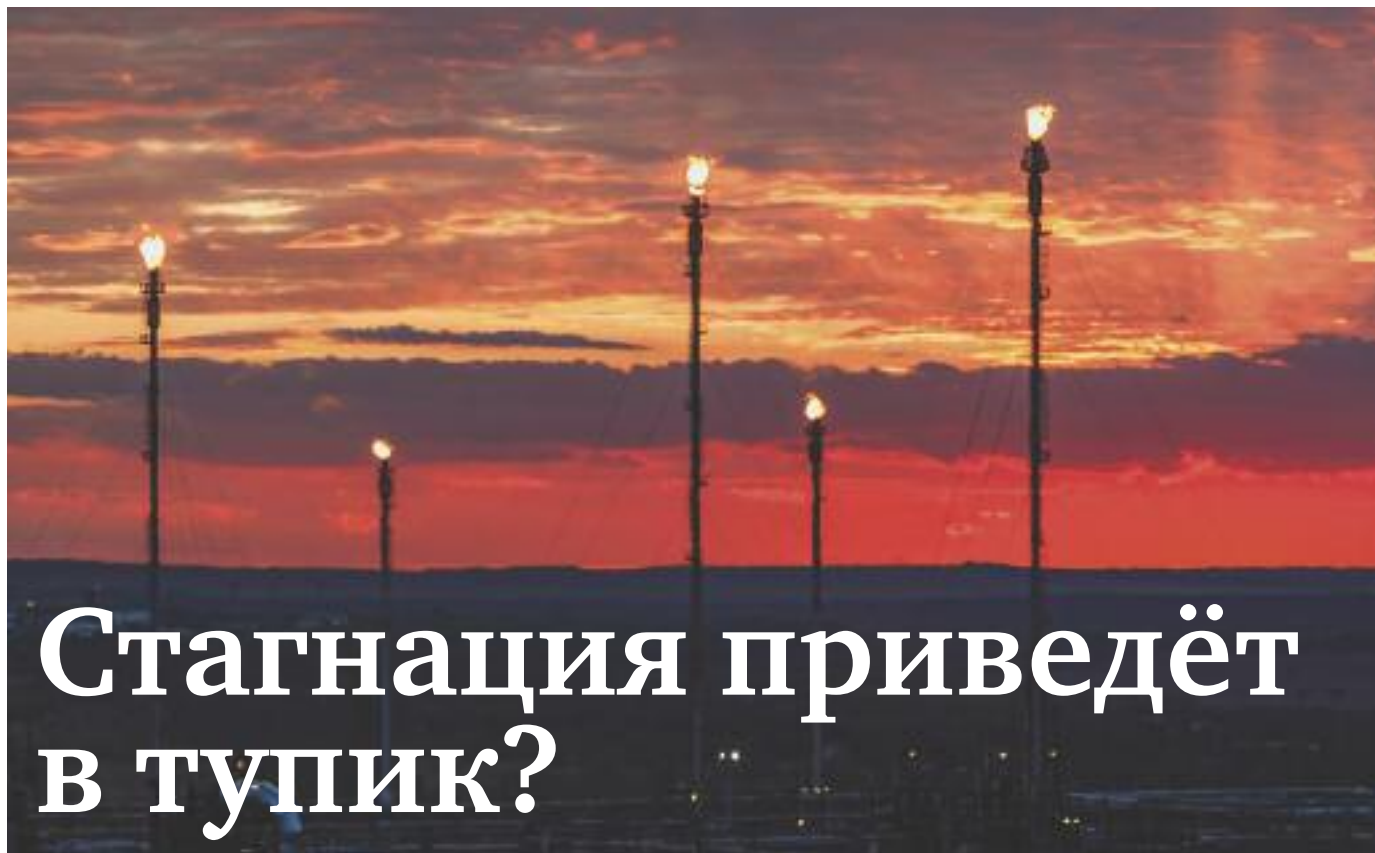
ОАО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013,

г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал

телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;

e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru



Стагнация приведёт в тупик?

Россия является крупнейшим производителем сырья для нефтехимии, но проекты в данной отрасли сталкиваются с инфраструктурными и административными ограничениями



Мария ДЫМЕНКО
(CREON Energy)

Добыча жидких углеводородов в России ежегодно растёт и по итогам прошлого года достигла 523 млн т. В 2014 г., согласно прогнозам Минэнерго, она вырастет до 525 млн т. Производство газа также увеличивается, в 2013 г. оно составило 668 млрд м³ (+2% по сравнению с 2012 г.). Но Россия, обладая столь богатой ресурсной базой, не занимает лидирующих позиций на мировом нефтехимическом рынке. Она традиционно ориентирована на экспорт сырья, продажа энергоносителей является основной статьёй доходов национального бюджета. Так, в

2013 г. налоговые поступления от поставок за рубеж нефти, газа и нефтепродуктов составили 50% от общего объёма налогов. Чтобы устранить этот перекос, необходима модернизация нефтехимии и нефтепереработки. Сегодня по объёму совокупных нефтехимических мощностей Россия уступает не только США, но и ряду других стран – Канаде, Японии, Китаю. Но за последние несколько лет ряд крупнейших компаний РФ («СИБУР», «ТАИФ», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ») объявили о масштабных инвестициях в строительство новых нефтехимических и перерабатывающих мощностей, а также в расширение имеющихся.

Сжигать нельзя переработать

Утверждённый Минэнерго План развития газо- и нефтехимии на период до 2030 г. предполагает реализацию ряда инвестиционных проектов и формирование на территории РФ шести нефтехимических кластеров. По оценкам данного ведомства, это позволит сократить расходы на логистику сырья и готовой продукции, операционные и капитальные затраты, сбалансированно развивать мощности по производству и переработке нефтегазохимической продукции. В результате экономический эффект составит до 900 млрд рублей в год, а объём налоговых поступлений в бюджет – порядка 70 млрд рублей.

Сейчас значительная часть отечественных пиролизных мощностей расположена в Приволжском ФО, но согласно «Плану-2030» намечается их активное строительство и расширение (в 4,8 раза) в Северо-Западном регионе, в Прикаспии, в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке. Однако реализация большей части этих проектов пока откладывается.

Залогом успешного осуществления планов по созданию кластеров является организация переработки на территории РФ попутного нефтяного газа (ПНГ). Во многих странах мира он из побочного продукта нефтедобычи давно превратился в ценное сырьё для нефтегазохимии. В России же добывающие компании по-прежнему сжигают значительные объёмы ПНГ на факельных установках. В то же время уровень его полезного использования постепенно повышается.

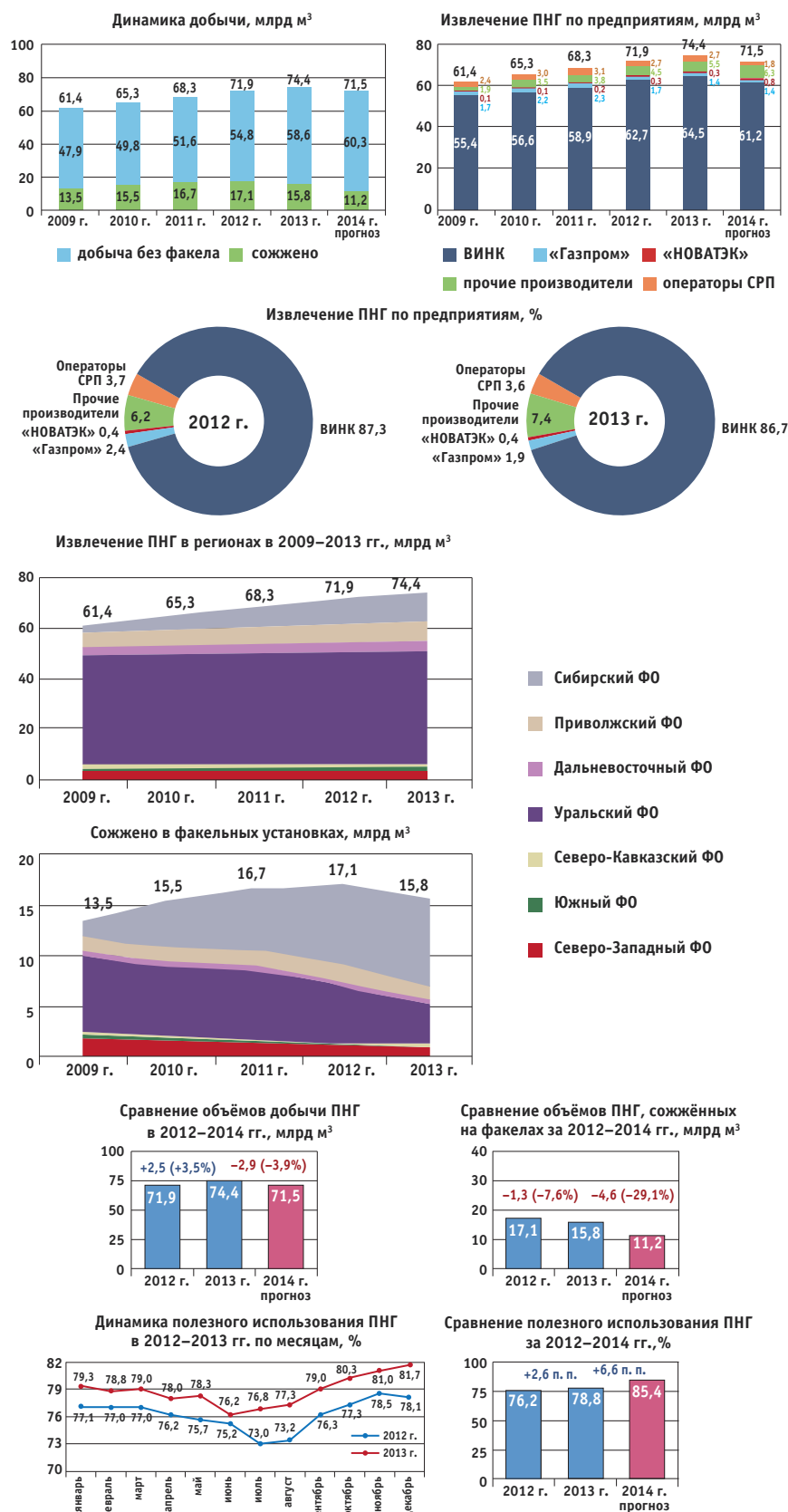
Добыча ПНГ в России с 2009 г. постоянно растёт, в прошлом году она достигла 74,4 млрд м³. Прогноз на 2014 г. предусматривает снижение данного показателя до 71,5 млрд м³. Основная часть извлекаемого попутного газа (86,7%) в прошлом году пришлась на ВИНК – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Газпром нефть» (см. рис. 1).

С 2009 г. доля сжигаемого попутного газа стабильно увеличивалась. Лишь в 2013 г. наметился перелом столь негативной тенденции – на факелах было сожжено 15,8 млрд м³ (21,2% от объёма добычи) против 17,1 млрд м³ в 2012 г. Прогноз Минэнерго на 2014 г. обещает дальнейшее улучшение ситуации – ожидается, что будет сожжено 14,6% извлечённого из недр ПНГ.

Самая благоприятная ситуация с полезным использованием ПНГ в 2013 г. сложилась в Южном, Уральском и Дальневосточном ФО – там его уровень превысил 90%. А вот в Сибирском округе положение без преувеличения катастрофическое – было использовано всего 26,4% добытого попутного газа, остальной объём сожжён на факелах. То есть наблюдается тенденция переноса основных объёмов сжигания из Западной Сибири в Восточную. Решением проблемы должно стать создание в этом регионе бизнес-партнёрств по комплексной переработке ПНГ. Разрабатывается проект газификации с помощью ПНГ Забайкалья и Бурятии, однако его реализация упирается в отсутствие системы транспортировки.

Глава компании CREON Energy Фарес Кильезе отмечает, что поставленная государством в 2007 г. задача достичь к 2012 г. уровня полезного использования ПНГ в 95% – казалось выполнимой. Однако данный процесс затянулся, и упомянутый целевой показатель по-прежнему остаётся туманной перспективой. Более того, по мнению экологов, официальные данные полезного использования ПНГ завышены как минимум в два раза.

Рис. 1. Добыча и использование ПНГ в России в 2009–2013 гг.



Источники: ЦДУ ТЭК.

Прошедший год показал, что далеко не все недропользователи стремятся быть социально ответственными. Например, если лидер по рациональному использованию ПНГ – «НОВАТЭК» – достиг уровня 93,1%, то независимые производители – всего 61,8%. Но приведённые данные не всегда говорят именно о рациональном использовании попутного газа. Добывающие компании часто действуют двумя простыми способами: применяют ПНГ с целью генерации энергии для собственных нужд или же закачивают его обратно в пласт. Это экономически малоэффективные варианты утилизации попутного газа.

Так, в 2013 г. на ГПЗ было направлено всего 48,7% добытого ПНГ. Ещё 30% освоено другими способами. Формально законодательство соблюдено, этот объём не сожжён на факелах. По факту же сырьё не подвергалось переработке для получения высокомаржинальных продуктов. Российская нефтехимия опять оказалась в стороне.

Таким образом, проблема попутного газа делится на две составляющие – экологическую и экономическую (получение из ПНГ сырья для нефтегазохимии). Первая успешно решается: введена система штрафов за выбросы при сжигании газа, она уже показала свою эффективность. Коммерческая же сторона, которая должна была стать нашим ответом «сланцевой революции» в США, реализуется медленно, однобоко, неохотно.

«Введённая система штрафных санкций за выбросы при сжигании попутного газа работает, но работает в основном на старых месторождениях, – резюмирует директор департамента углеводородного сырья CREON Energy Анастас Гатунок. – Заявленный курс на поддержание и увеличение уровня добычи нефти ставит компании перед необходимостью запуска и разработки новых месторождений, вот только их планы не включают в себя затраты на полезное использование попутного газа, что вновь приводит к увеличению уровня сжигания ПНГ».

Сегодня в России складывается ситуация, когда при наличии одной нерешённой проблемы государство переключается на другую, а именно – с полыхающих факельных установок в Западной и Восточной Сибири на освоение арктического шельфа. Хотя гораздо большего внимания требует проблема утилизации ПНГ, уровень которой ещё далёк от желаемого. Для нефтедобывающих компаний приоритетным проектом должна

стать переработка попутного и жирного газа в местах их извлечения.

Поскольку себестоимость попутного газа очень высока, строительство компаниями собственных ГПЗ имеет смысл только при наличии крупных запасов данного сырья и, что ещё важнее, концентрации этих запасов на одном или нескольких близлежащих участках. Поэтому, например, «Роснефть» пока не собирается создавать собственные ГПЗ в Восточной Сибири, ограничиваясь закачкой газа в пласт и его использованием для генерации энергии. На Ванкорском месторождении закачка в пласт началась в 2013 г., на Верхнечонском она планируется с 2015 г.

Но в увеличении объёмов утилизации попутного газа заинтересованы нефтехимические компании. Так, на предприятиях «СИБУРА» переработка ПНГ в 2013 г. выросла на 5%. Основными потребителями получаемой ШФЛУ являются собственные нефтехимические заводы компании. На «Тобольск-Нефтехиме» к действующей газофракционирующей установке (ГФУ) мощностью 3,8 млн т в 2014 г. добавится ещё одна, благодаря чему общая мощность предприятия достигнет 6,6 млн т в год. Поставки сырья будут осуществляться по действующему и новому продуктопроводам.

Кроме того, компания реализует два инвестиционных проекта по переработке ПНГ. Первый из них – строительство совместно с «Газпром нефтью» Южно-Приобского ГПЗ, его мощность составит 900 млн м³ в год. Второй – расширение Вынгапуровского ГПЗ для приёма ПНГ с месторождений «РуссНефти» (объём поставок до 2025 г. – около 16 млрд м³).

ВОПРОСЫ ЕСТЬ!

Ещё одним перспективным направлением для нефтегазохимии является использование жирного газа, существенные ресурсы которого сконцентрированы в валанжинских (на глубине 2–3 тыс. м) и ачимовских (4 тыс. м) залежах. Согласно прогнозам Минэнерго, добыча в России жирного газа увеличится с нынешних 90 млрд м³ в год до 160 млрд м³ к 2020 г. Эти объёмы станут одним из источников сырьевого обеспечения новых газохимических предприятий, которые предстоит построить в ближайшие годы.

По данным «Газпрома», основные подготовленные к промышленной разработке запасы углеводородов ачимовских залежей сосредоточены на Уренгойском НГКМ. Только на территории деятельно-

сти ООО «Газпром добыча Уренгой» они составляют более 1 трлн м³ газа и свыше 400 млн т конденсата (по категории С₁). Валанжинские отложения расположены преимущественно на Заполярном месторождении, там запасы газа оцениваются в 755 млрд м³, причём основная часть – 735 млрд м³ – приходится на категорию С₁ и только 20 млрд м³ – на категорию С₂. Однако жирный газ должен подвергаться серьёзной переработке. От добывающих компаний требуется создание дополнительной инфраструктуры – ГПЗ и прежде всего систем транспортировки.

Индустриально развитые регионы России, сталкивающиеся с постоянной нехваткой сырья для расширения центров нефтегазохимии, также могут использовать газовый конденсат (ГК), содержащийся в больших количествах в жирном газе валанжинских и ачимовских залежей. Но и тут недоразвитая инфраструктура транспортировки доводит ситуацию до абсурда, когда при добыче природного газа ценнейший ГК (который называют «белой нефтью») может быть закачан обратно в пласт. Потенциально разработка новых газоконденсатных месторождений способна полностью насытить отечественный рынок сырьём для нефтехимии. Однако, по какому пути добывающие компании отправят ценный ресурс – на внутреннюю переработку или на экспорт, – пока не ясно.

Крупнейший производитель и переработчик газового конденсата в России – «Газпром» – заявляет, что на сегодняшний день товарного конденсата в его распоряжении немного. Однако за последние год-два компания начала наращивать своё присутствие на данном рынке, что в первую очередь связано с разработкой Надым-Пур-Тазовских месторождений. И в перспективе количество сырья будет неуклонно расти. Существующие ограничения по объёмам переработки ГК в Западной Сибири могут стать серьёзным сдерживающим фактором при добыче природного газа в будущем. В связи с этим «Газпром» реализует масштабную инвестиционную программу по расширению в Западной Сибири мощностей по подготовке, транспортировке и стабилизации газового конденсата.

С развитием добычи в Надым-Пур-Тазе появляется большое количество относительно «тяжёлого» конденсата ачимовских залежей, который планируется «выводить» отдельно от Уренгой-Сургутского направления (вследствие ограничения по содержанию парафинов). На сегодняш-

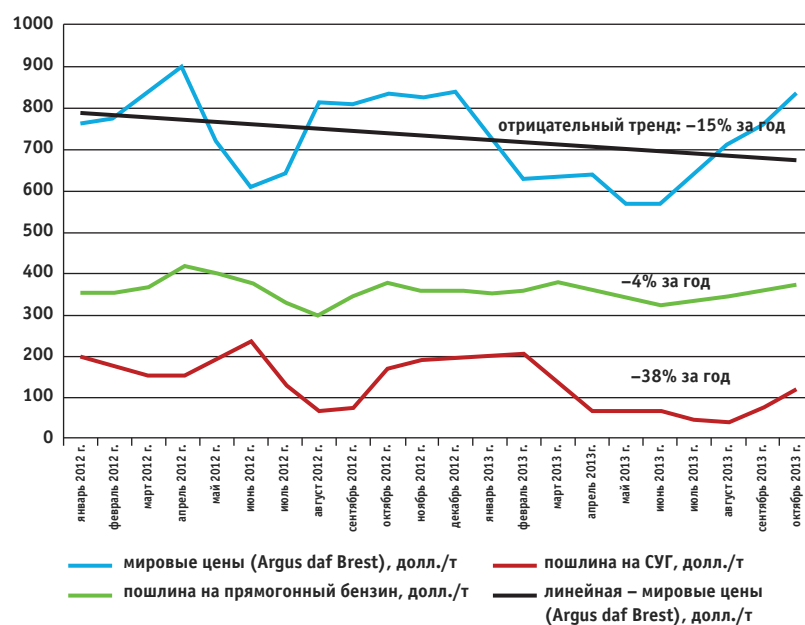
ний день разработана и реализуется так называемая альтернативная схема, которая предполагает строительство установок по стабилизации ГК, поступающего с залежей ачимовских горизонтов Уренгойского НГКМ. Далее по отдельному продуктопроводу сырьё будет транспортироваться в Пур-Пе и сдаваться в систему «Транснефти». Основные объёмы продукции пойдут на обеспечение потребностей комплекса «Газпром нефтехим Салават», который сейчас покупает нефть на свободном рынке. Совокупный объём стабилизированного газоконденсата прогнозируется на уровне около 8 млн т ежегодно. При этом «Газпром» не исключает возможности размещения на внутреннем рынке 2,5–3,5 млн т ГК (с учётом потребностей «ГПНС»). Остальные объёмы предполагается экспортировать.

Вместе с тем основное ограничение при организации поставок конденсата заключается в том, что пропускная способность системы РЖД не рассчитана на прогнозируемые объёмы. Экспортное направление имеет сходные инфраструктурные барьеры. Мощности по перевалке практически полностью загружены. Сейчас «Газпром» совместно с «СИБУРом» рассматривает возможность реализации проекта «ТрансВалГаз», который предполагает выделение отдельной нитки для транспортировки жирного газа с валанжинских и ачимовских залежей Уренгойского и Ямбургского месторождений, строительство новых газоперерабатывающих мощностей в районе Череповца и, возможно, развитие нефтехимического производства на базе этого сырья. Детали проекта обсуждаются.

Но, несмотря на заинтересованность со стороны российской нефтегазохимии, значительная часть конденсата продолжает идти за рубеж. По данным CREON Energy, за 2010–2012 гг. объёмы экспорта выросли на 10% и достигли 3,5 млн т в год. Между тем, перенаправление экспортных потоков на внутренний рынок могло бы решить проблемы нехватки ШФЛУ для получения продукции высоких переделов. За 2010–2012 гг. объём производства ШФЛУ при стабилизации ГК вырос двукратно и в 2012 г. превысил 1 млн т. В перспективе роль ГК будет усиливаться за счёт расширения мощностей по его стабилизации на Пуровском ЗПК («НОВАТЭК») и Сургутском ЗСК («Газпром переработка»).

Меры по стимулированию переработки газоконденсата должны быть сопоставимы с аналогичными решениями по

Рис. 2. Динамика цен и пошлин на СУГ и нефть в 2012–2013 гг.



Источник: Минэнерго.

нефти. Важно помнить, что ГК открывает прекрасные инвестиционные возможности для создания совместных предприятий с отечественными ВИНК. Эксперты CREON Energy считают, что «кураторам ТЭК» стоит рассматривать газовый конденсат как ценнейшее сырьё и учитывать опасность срыва планов по добыче природного газа в случае отсутствия взвешенной государственной политики в отношении газоконденсата.

Одни не хотят, другие не могут

Необходимость увеличения объёмов переработки сжиженных углеводородных газов (СУГ) внутри страны с целью создания продуктов высокого передела уже заявлена на государственном уровне.

Производство СУГ в 2013 г. составило 14,2 млн т, что на 6,3% больше показателя 2012 г. (абсолютная разница – 845,6 тыс. т). Однако внутреннее потребление осталось на прежнем уровне. В 2011–2012 гг. наблюдалась аналогичная ситуация: общий объём производства вырос на 3,1%, но на нужды нефтехимии было направлено на 1,2% меньше, а экспорт увеличился на 14,8%.

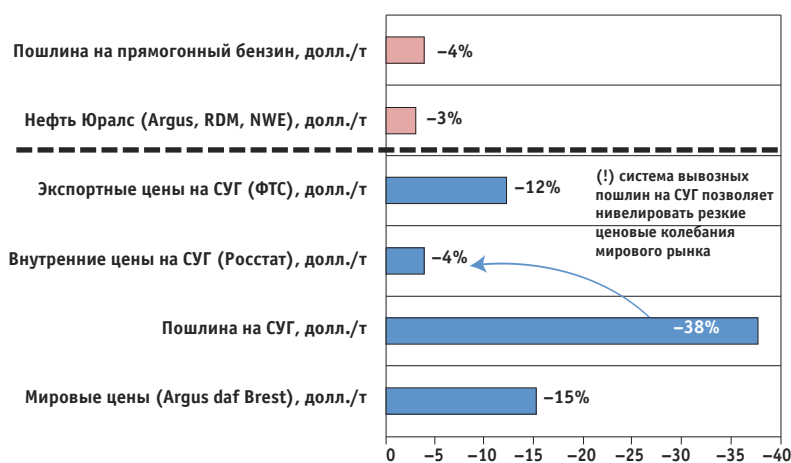
В товарной структуре экспорта СУГ преобладают сжиженный пропан и ациклические насыщенные углеводороды (бутан, изобутан, пентан и другие). Основные направления поставок – Турция, Польша, Финляндия, Нидерланды. Возникает парадоксальная ситуация:

русская нефтехимия отчаянно нуждается в ценном сырье, однако оно растущими темпами вывозится из страны. Странно, нелогично, но... объяснимо. Причина кроется в стремлении производителей СУГ (в частности, основного из них – компании «СИБУР») получить быструю прибыль, благо действующее таможенно-тарифное регулирование это ему всячески способствует.

Сейчас на чистые фракции СУГ (пропан и бутан) действует нулевая вывозная пошлина. До 2009 г. она приравнивалась к пошлине на светлые нефтепродукты. Однако основные производители СУГ сумели пролоббировать её отмену, в результате чего появилась возможность получать сверхприбыли от продажи сжиженных газов за рубеж. На данный момент различаются только чистые фракции СУГ (29-я группа кодов ТН ВЭД), не облагаемые пошлиной, и смеси СУГ (27-я группа кодов ТН ВЭД), пошлина на которые рассчитывается по особой схеме и составляет 129,1 доллара за 1 т.

«СУГ – ценнейшее сырьё для нефтехимических производств, – считает Ф. Кильзие. – Вместе с тем у каждого крупного игрока российского рынка СУГ есть своя правда относительно изменения таможенно-тарифного режима. Однако на ближайшее время определяющие позиции рынка сосредоточены в руках компаний «Роснефть» и «СИБУР». Остается надеяться, что сегмент продолжит своё развитие».

Рис. 3. Изменение цен и пошлин за 2012 г. и 8 месяцев 2013 г.



Источники: Минэнерго.

по справедливым для всех без исключения законам рыночных отношений».

Группа «ТАИФ» в 2012 г. объявила о планах строительства в Нижнекамске крупнейшего в России этиленового комплекса мощностью 1 млн т. Его запуск намечен на 2016–2017 гг., и если с нефтью всё понятно – она будет поставляться с заводов «ТАИФ-НК» и «ТАНЕКО», – то источник закупки пропана и бутана пока не определен. По словам нефтехимиков, производители СУГ не гарантируют достаточного объема сырья для нового производства, предлагая действовать «по обстоятельствам». Смогут ли создаваемый комплекс работать на полную мощность, окупая инвестиции? Ответ на этот вопрос пока неизвестен. Поэтому в октябре 2013 г. на совещании в Тобольске ведущие нефтехимические компании – «Нижнекамскнефтехим» и «ТАИФ» – обратились к Президенту РФ с предложением вернуться к прежнему расчёту пошлин на СУГ. По их словам, это ограничит экспорт сырья и позволит насытить внутренний рынок. Уже в апреле 2014 г. Правительство РФ утвердило поэтапное повышение экспортных пошлин на чистые фракции СУГ. Их увеличение с шагом в 10% от установленной ставки на смеси СУГ запланировано на период с 2015-го по 2020 год, а с 2021 г. оно будет происходить с шагом в 20%. Таким образом, в 2022 г. пошлины на чистые фракции составят 100% от пошлин на смесь.

От действующих ставок страдала не только российская нефтехимия, но и бюджет страны. По словам главы CREON Energy, «бюджет РФ мог бы терять минимум 20 млрд рублей в год при сохранении расчёта экспортных пошлин на СУГ».

Также в апреле нынешнего года, после заседания подкомиссии по таможенно-тарифному и нетарифному регулированию, правительство поручило Минэнерго совместно с ФТС и заинтересованными компаниями представить в Минэкономразвития проект разделения СУГ на отдельные субпозиции по существующему таможенному коду и предложения по размерам ставок пошлин. Компания CREON Energy (в качестве официального консультанта Минэкономразвития) разработала новую классификацию, согласно которой предлагается разделить СУГ на продукцию для нефтехимии и топливные газы. «Это разделение поможет нефтехимическим компаниям закупать необходимое им сырьё по приемлемым ценам, а производителям СУГ – свободно экспортировать топливные газы, которые в России не пользуются большим спросом, но пользуются спросом в европейских странах», – подчёркивает Ф. Кильзие. Соответственно и условия экспорта для них должны быть разными. Топливные газы могут по-прежнему вывозиться с нулевой ставкой, сырьё для нефтехимии обязательно должно облагаться экспортными пошлинами. Это позволит снизить зависимость нефтехимической отрасли от производителей СУГ. Например, «СИБУР» обеспечивает сырьём прежде всего свои нефтехимические предприятия (в ущерб другим игрокам рынка). Такая линия поведения ставит под удар перспективы отрасли, её инвестиционная привлекательность снижается. Залог успеха российской нефтехимии – в балансе интересов производителей и потребителей сырья, когда они не гонятся за максимальной выгодой вопреки здравому смыслу, а

сообща действуют во благо отрасли и экономики страны в целом.

Что же делать?

Итак, Россия серьёзно отстаёт в сфере глубокой переработки углеводородного сырья от многих стран мира. На преодоление этого отставания и были направлены «тобольские» поручения Президента РФ. Но, чтобы они дали эффект, необходимо держать их на особом контроле вплоть до полного и безоговорочного выполнения. Для российской экономики, базирующейся на экспорте нефти и газа, развитие нефтепереработки, производство продуктов с более высокой добавленной стоимостью и их продвижение на рынок сейчас стали жизненно определяющими процессами. Необходимость строительства ультрасовременных мощностей по нефтепереработке в последние годы очевидна. Причём данные мощности должны быть ориентированы на внутренний рынок, рынки стран-участниц Таможенного союза и ближнего зарубежья.

Ситуация на международных энергетических рынках трансформируется. В числе главных влияющих факторов – всем известная «сланцевая революция» в Северной Америке, которая начинает принимать мировой масштаб и в любом случае рано или поздно изменит топливно-энергетический баланс планеты, а также архитектуру поставок и потребления продуктов переработки. Так, в США в 2015–2017 гг. будут введены шесть пиролизных установок общим объёмом производства этилена 6,5 млн т. На очереди ещё 6,5 млн т в период до 2020 г. Помимо этого существуют 170 проектов в сфере нефтегазохимии, которые увеличат объём экспорта продукции из США не менее чем на 30%. В 2014–2018 гг. общий объём инвестиций в данный сегмент составит 81 млрд долларов. И хотя Россия является одним из крупнейших производителей газа в мире, цену на продукты газопереработки и ароматические соединения в скором будущем будут определять именно США.

Экономика РФ в настоящее время находится в управленческо-монополистической стагнации. Из-за этого как финансы, так и технологии начинают ориентироваться на сланцевые и иные энергетические проекты. «Без кардинальных и, отдельно подчеркну, краткосрочных мер со стороны исполнительной власти стагнация может перейти в глубокую рецессию, то есть впереди – тупик», – резюмирует Ф. Кильзие.

**23 ИЮНЯ****Девятая****Международная конференция****Метанол 2014**

ЗАО «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» приглашает принять участие в Девятой Международной конференции «Метанол 2014», которая состоится 23 июня в отеле «Балчуг Kempinski Москва».

По прогнозам CREON ENERGY, внутренний рынок метанола в 2014 году возрастет до 2,1 млн. тонн.

Несмотря на экспортную ориентированность, многие российские производители в последние годы стали больше внимания уделять глубине переработки.

Производство продуктов с высокой добавленной стоимостью экономически более эффективна, чем продажа его в чистом виде.

Как будет развиваться российский рынок метанола? Каковы экспортные перспективы? Эти вопросы будут обсуждаться в ходе конференции.

Также будут рассмотрены следующие основные темы:

- Мировой и российский рынки метанола и его производных, ценовая конъюнктура рынков основных продуктов;
- Оценка перспектив заявленных проектов по производству и переработке метанола на территории РФ и в мире;
- Развитие экспортной инфраструктуры. Возможное изменение направлений сбыта продукции российских компаний.

Через тернии к энергобезопасности



Республика Корея обновляет энергостратегию с учётом ошибок Первого государственного энергетического плана

Виталий МАТИИВ,
кандидат экономических наук,
старший преподаватель;
Джин Сун РО,
аспирант (кафедра Международного
нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина)

Для Республики Корея (РК), которая является одним из крупнейших потребителей углеводородных ресурсов при практически полном отсутствии собственных запасов ископаемых энергоносителей, сбалансированная энергетическая политика – это необходимый элемент устойчивого развития экономики страны. Справедливости ради стоит отметить, что она нужна не только потребителям, но и экспортирующим свои энергоресурсы производителям, к которым относится и Россия. Тем интереснее изучить опыт других стран и посмотреть, какой путь проходят они, стремясь выстроить адекватную энергополитику, и какая при этом роль отводится государственным энергокомпаниям.

ФИАСКО ПЕРВОГО ПЛАНА

В 2008 г. в РК была основана Государственная энергетическая комиссия при президенте и премьер-министре. Вскоре она опубликовала Первый государственный энергетический план (далее – План). Согласно статье 10.1 Закона «Об энергетике», главной целью Плана является эффективная и последовательная реализация 20-летней энергетической политики. Данный документ пересматривается каждые 5 лет. Основными его направлениями являются: прогнозирование спроса и предложения энергии; осуществление мер, призванных обеспечить стабильность поставок энергоресурсов; повышение энергоэффективности; обеспечение энергетической безопасности, а также защита окружающей среды.

План включает в себя почти все сферы энергетики, является связующим звеном между другими документами (субпланами) и регламентирует их выполнение. Его структура приведена на рис. 1.

Однако после публикации План подвергся серьезной критике, во многом связанной с тем, что он отражает позицию поставщиков энергоресурсов, а не конечных потребителей и не учитывает

нынешние социально-экономические и экологические проблемы в стране.

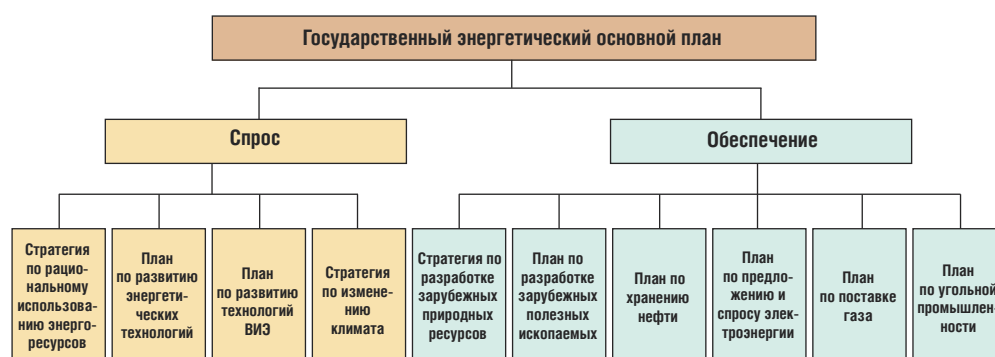
Поскольку неточный прогноз спроса и предложения электроэнергии в данном Плане, вероятно, стал одной из причин её нехватки, которая наблюдалась в августе 2013 г.³, эксперты посчитали, что действующая энергетическая стратегия требует серьезных корректировок. Не предусмотренное в ЭС увеличение доли электроэнергии в энергобалансе РК с 14% в 2000 г. до 19% в 2012 г. было вызвано низким тарифом на неё, который стал барьером для развития рынка возобновляемых источников энергии и интеллектуальных сетей.

Кроме того, в первом энергоплане были поставлены неосуществимые (с учётом практических ограничений) цели. Например, План по разработке зарубежных природных ресурсов и полезных ископаемых, на котором мы подробнее остановимся ниже, концентрировал

³ Аномальная жара в Южной Корее летом 2013 г. привела к скачку спроса на электроэнергию, необходимую для кондиционирования государственных и частных предприятий. Помимо неточного прогноза спроса на электроэнергию, к энергетическому кризису привело несоблюдение сроков ввода в эксплуатацию новых электростанций.



Рис. 1. Структура государственного энергетического плана РК



И с т о ч н и к: Министерство промышленности, торговли и энергетики РК.

Табл. 1. Приоритетные проекты нового энергоплана РК

Направления	Основные задачи
Проведение политики, основанной на принципах управления спросом	Сокращение до 2035 г. спроса на электроэнергию не менее чем на 15% (в предыдущем Плате предусматривалось сокращение на 5%)
Приоритет развития распределённой системы генерации электроэнергии	Обеспечение минимум 15% производства электроэнергии на основе распределённой системы электрогенерации
Обеспечение экологической устойчивости и безопасности	Внедрение новейших технологий по сокращению выбросов парниковых газов на теплоэлектростанциях. Сокращение до 2035 г. выбросов парниковых газов минимум на 35%
Усиление энергобезопасности	Доля собственной добычи энергоресурсов в суммарном энергобалансе должна достигать 40%. Доля возобновляемой энергии в энергобалансе к 2035 г. – 11%
Политика, отвечающая интересам народа	Внедрение ваучерной программы по использованию энергии после 2015 г.

И с т о ч н и к: Министерство промышленности, торговли и энергетики РК (2014 г.).

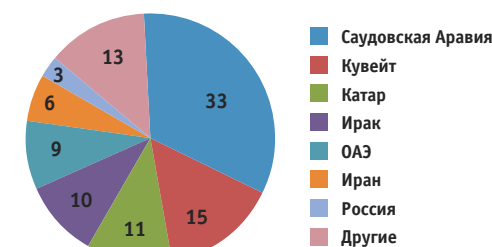
внимание только на масштабном росте государственных компаний. Однако они ещё не достигли международного технологического уровня, который требуется для введения в эксплуатацию крупнейших месторождений нефти и газа.

По указанным выше причинам руководство страны приняло решение о создании рабочей группы для корректировки вышеупомянутого документа. Рабочая группа, состоящая из специалистов государственных и коммерческих организаций, внесла рекомендации по разработке следующего энергетического плана. Он был опубликован в январе 2014 г. и включил в себя пять приоритетных направлений. Их основные задачи указаны в табл. 1.

КУРС НА ВНЕШНЮЮ ЭКСПАНСИЮ

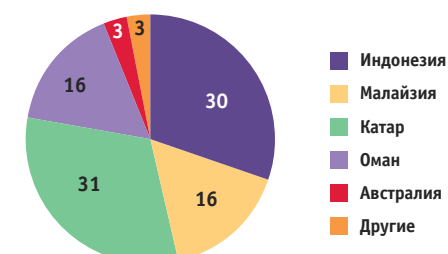
В 2012 г. объём импорта энергоресурсов составил 96% от их общего внутреннего потребления в Республике Корея. Осознавая столь высокий уровень зависимости от внешних поставок, страна последовательно проводит политику обеспечения энергобезопасности путём расширения круга государств-поставщиков нефти и газа. И если в случае с нефтью

Рис. 2. Доля стран-поставщиков нефти в Республику Корея в 2012 г., %



И с т о ч н и к: Министерство промышленности, торговли и энергетики РК.

Рис. 3. Доля стран-поставщиков СПГ в Республику Корея в 2012 г., %

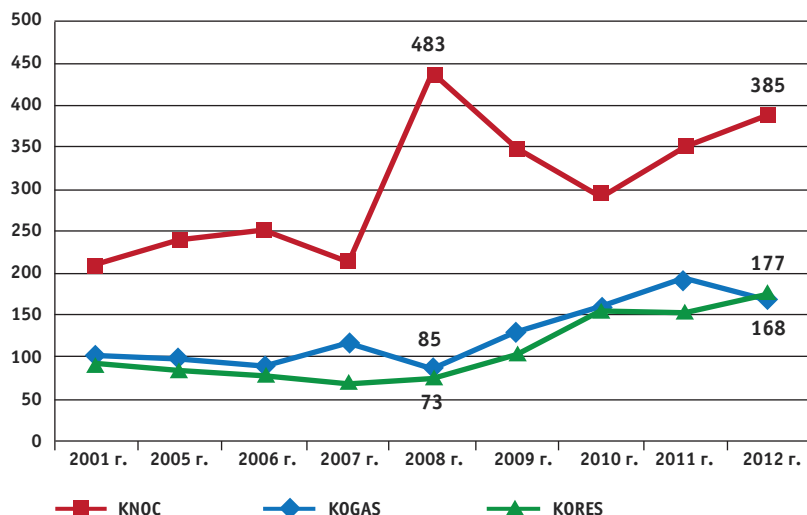


И с т о ч н и к: BP Statistical Review of Energy (июнь 2013).

РК в основном зависит от арабских стран (85% от общего импорта), то крупнейшими поставщиками сжиженного природного газа являются Катар (31%), Оман (16%) и страны АТР – Индонезия (30%), Малайзия (16%), Австралия (3%) и другие. Таким образом, зависимость от арабских стран по импорту газа (49,6%) существенно ниже, чем по нефти (85%).

В основе Плана по разработке зарубежных природных ресурсов и полезных ископаемых, принятого в 2010 г., лежит правительственная политика, направленная на внешнюю экспансию. Если в 1980–1990 гг. только частные компании Южной Кореи занимались покупками долей в нефтегазовых проектах за рубежом, то в XXI веке им на помощь пришли государственные энергетические корпорации, заручившиеся поддержкой правительства страны.

Рис. 4. Динамика отношения задолженности к собственному капиталу южнокорейских государственных энергетических компаний, %



Источники: Министерство промышленности, торговли и энергетики РК.

Например, в середине 2000-х Daewoo International и Корейская газовая корпорация (KOGAS) открыли в Мьянме три крупных газовых месторождения (их извлекаемые запасы составляют 4,5 трлн м³). В сентябре 2013 г. KOGAS совместно с итальянской компанией Eni обнаружила запасы газа на шельфовых месторождениях Мозамбика, за счёт которых можно полностью удовлетворять спрос на газ в РК в течение почти пяти лет.

В Плате также прописано усиление позиций государственных энергетических корпораций путём увеличения масштаба их деятельности и наращивания ресурсной базы. Это должно происходить за счёт смещения фокуса с неудачных инвестиций в проекты по разведке углеводородов на слияние с надёжными энергетическими компаниями, имеющими уже эксплуатируемые месторождения в различных регионах (Африка, Ближний Восток, Латинская Америка и т. п.), или их поглощение.

За период реализации энергетической стратегии РК обеспеченность страны нефтью и газом возросла с 4,2% в 2007 г. до 13,8% в 2012 г., а объём производства шести стратегических полезных ископаемых (каменный уголь, уран, железная руда, медь, цинк, никель) увеличился в три раза.

Тем не менее данная политика привела к нежелательным последствиям, связанным с ухудшением финансового состояния государственных энергетиче-

ских компаний Корейской национальной нефтяной корпорации (KNOC), Корейской газовой корпорации (KOGAS) и Корейской ресурсной корпорации (KORES). В 2012 г., после проведения ряда крупных операций по слияниям, коэффициент задолженности этих компаний по отношению к собственному капиталу составлял 168%, 438% и 177% соответственно (см. рис. 4). Кроме того, в портфелях этих предприятий основную долю занимают активы по добыче нефтегазовых ресурсов, которые считаются неперспективными из-за истощающихся запасов.

Слабости государственных компаний

Деятельность госкорпораций стран-импортёров, как правило, продиктована целями, отличающимися от целей негосударственных энергетических предприятий. В стратегиях развития таких компаний на первый план выходят вопросы национальной энергетической безопасности. В силу этого они чаще выступают покупателями менее качественных или наиболее дорогих запасов, игнорируя при этом цели повышения рентабельности задействованного капитала. Результатом такой политики является наличие у них обширной и малорентабельной ресурсной базы. Низкая рентабельность активов госкомпаний сама по себе становится источником риска, так как не обеспечивает национальную экономи-

ку дешёвыми энергоносителями и создаёт опасность полной или частичной потери средств из государственного финансирования.

На наш взгляд, низкая рентабельность инвестиций южнокорейских госкомпаний вызвана одновременным действием ряда факторов, среди которых следует выделить:

- фокусирование усилий только на росте ресурсной базы;
- отсутствие сбалансированной политики управления ресурсной базой госкомпаний;
- чрезмерные инвестиции в высокорисковые активы в секторе геологоразведки (ГРП) не компенсируются менее рискованными проектами на стадиях разработки и добычи, способными обеспечить свободный поток наличности для дальнейшего расширения портфеля реальных активов;
- сильная зависимость от государственного финансирования и краткосрочных займов. Недостаточные усилия по диверсификации источников инвестирования привели к ухудшению финансового состояния госкомпаний;
- отсутствие прозрачных и регламентированных механизмов принятия инвестиционных решений;
- нехватка профессиональных кадров и собственных передовых технологий для качественного роста предприятий.

Поэтому в новых планах по разработке зарубежных активов, которые будут опубликованы в этом году, предлагает-





ся до 2017 г. обязать все три компании снизить нынешний коэффициент финансового левериджа, обновить портфель активов и повысить финансовую устойчивость путём привлечения новых инвесторов, покупки перспективных активов, сокращения бюджетов и т. п.

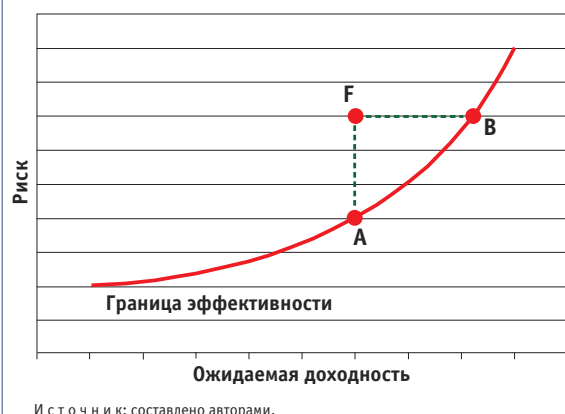
Решение указанных проблем возможно с помощью системного подхода к селекции управленческих решений и за счёт применения методологии портфельного анализа для управления структурой реальных активов энергетических госкомпаний. Частные нефтяные компании уже на протяжении длительного времени используют соответствующую методологию.

Возможности портфельной теории

Методология портфельного анализа позволяет оптимизировать структуру активов с учётом требований и особенностей стратегии развития компании. Кроме того, она выступает инструментом стратегического планирования, так как даёт возможность определить не только оптимальные объекты для инвестиций, но и альтернативные стратегии развития. Особенно эффективным представляется применение данной методологии для управления портфелями с высокой степенью географической аллокации.

Классическая портфельная теория рассматривает портфель как совокупность активов, каждый из которых об-

Рис. 5. Схематический вид границы эффективности



Источники: составлено авторами.

ладает парной характеристикой ожидаемой доходностью и индивидуальной величиной риска. Портфели, представляющие собой совокупность активов, характеризуются теми же показателями. Задачей портфельной теории является выявление оптимальных портфелей (то есть комбинаций активов) с точки зрения равновесия риска и доходности.

Центральным понятием данной теории выступает эффективный портфель. Он является таковым, если ни один другой не имеет меньшего риска при схожем или большем уровне доходности. Всё множество портфелей, отвечающих данному принципу эффективности, образуют границу эффективности. На рис. 5 портфели «А» и «В» являются оптимальными, в то

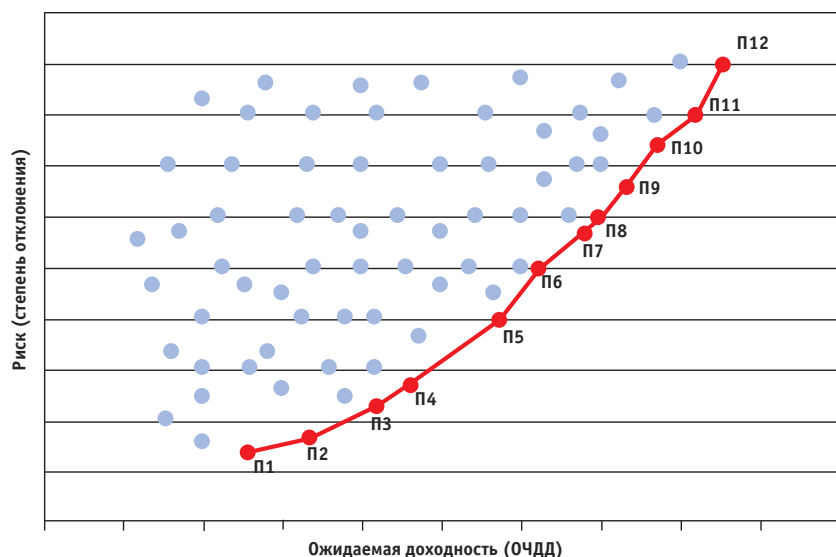
время как портфели, принадлежащие внутренней области множества, таковыми не являются. Например, портфель «F» неэффективен, так как при схожем значении риска портфель «В» обеспечивает большую доходность, а при схожей доходности портфель «А» сопряжён с меньшим риском.

В портфельной теории под активом понимается любая носитель стоимости, в роли которого могут выступать реальные проекты в разведке и добыче,

совокупности проектов или даже целые дочерние общества. В классической теории Марковица доходность актива отождествляется с математическим ожиданием доходности, а его риск характеризует стандартное отклонение. Следует отметить, что целевая функция, в роли которой выступает доходность актива, имеет вероятностный характер и обладает специфической для каждого актива функцией распределения. Использование портфельной теории в нефтегазовой промышленности часто предполагает замену целевой функции доходности на любой другой критерий эффективности.

Важными утверждениями портфельной теории Марковица являются следующие:

Рис. 6. Граница эффективности для целочисленной оптимизационной задачи



Источник: составлено авторами.

- совокупный риск портфеля не соответствует сумме рисков по активам, его образующих;

- инвестор не склонен к риску – из двух портфелей с равной доходностью он предпочитает портфель с наименьшим риском.

Моделирование допустимых стратегий для государственных компаний необходимо осуществлять исходя из неопределённости будущих денежных потоков в среднесрочном периоде, а также с учётом требования минимизации затрат на энергообеспечение национальной экономики. Практическая реализация методов портфельного анализа в целях оптимизации стратегий госкомпаний предполагает существенные изменения в подготовке управленческих решений. В частности, возникает необходимость применения имитационного моделирования инвестиционных проектов, так как в портфельной теории целевая функция является случайной величиной. Данное требование само по себе повышает прозрачность принимаемых управленческих решений, так как эффективность проекта оценивается в переменной среде. То есть имитируется большое количество сценариев, в которых воспроизводится множество состояний внутренней и внешней среды проекта.

Как правило, в качестве метода сценарного моделирования применяется метод Монте-Карло, что требует выявления источников неопределённости и их количе-

ственных характеристик. Результатом сценарного моделирования является функция распределения чистого дисконтированного дохода для каждого рассматриваемого проекта (x). Соответственно, оптимизационная задача для нахождения оптимальных портфелей имеет вид:

$$\begin{cases} D\left(\sum_i x_i \lambda_i\right) \rightarrow \min \\ E\left(\sum_i x_i \lambda_i\right) = E_T \\ \sum_i C_i \lambda_i \leq C_T \end{cases},$$

где x_i – распределение ЧДД i -го проекта, λ_i – доля i -го проекта в инвестиционном портфеле, E_T – целевой уровень ожидаемого чистого дохода, C_T – бюджетное ограничение на объём инвестиций, $D(\cdot)$ – дисперсия, $E(\cdot)$ – математическое ожидание.

Наличие бюджетного ограничения C_T позволяет контролировать доходность задействованного капитала, задавая максимальный объём инвестиций. В целях формирования стратегий госкомпаний мы предлагаем использовать дополнительное ограничение к оптимизационной задаче $\lambda_i \in \{0; 1\}$. Оно означает, что в процессе оптимизации портфеля рассматривается только полное участие в i -м проекте, что соответствует политике государственных компаний, которая направлена на достижение максимального управленческого контроля зарубежных активов.

Решением системы уравнений является вектор, образованный значениями λ_i , то есть для каждого заданного целевого уровня ожидаемого дохода E_T формируется набор проектов (портфель, отвечающий требованию минимизации риска). Совокупность таких портфелей схематически представлена на рис. 6, где последовательность портфелей П1 – П12 образует границу эффективности.

Следует отметить, что по мере роста ожидаемой доходности портфеля увеличивается доля рискованных проектов. Соотношение проектов с доказанными запасами и ГРП-проектов также будет меняться по мере увеличения ОЧДД портфеля. Кроме того, каждый портфель на границе П1 – П12 обладает индивидуальными характеристиками технико-экономической эффективности.

Из всего множества полученных портфелей на границе эффективности необходимо выбрать только один. В рассматриваемом случае выбор предопределяется как задачами стратегического планирования компании, так и целями энергетической политики государства. На наш взгляд, для госкомпаний Южной Кореи приоритетное значение имеют следующие характеристики портфеля: индекс доходности и себестоимость добываемого углеводородного сырья. У последнего критерия особое значение, так как себестоимость добычи нефти в зарубежных проектах является определяющей величиной в своп-сделках для энергообеспечения внутреннего рынка.

Итак, повышение эффективности инвестиций энергетических госкомпаний Южной Кореи требует существенного изменения механизмов и процедур принятия управленческих решений. Очевидным является тот факт, что стремление максимизировать ресурсную базу зарубежных активов приводит к нерациональному и фактически убыточному размещению капитала. Портфельная теория позволяет коренным образом улучшить селекцию инвестиционных решений, так как в процессе определения эффективных портфелей учитываются синергетические эффекты совместной реализации проектов.

Внедрение методов портфельной оптимизации сопряжено с усилением роли риск-менеджмента при разработке инвестиционных и управленческих решений, что отвечает особенностям развития южнокорейских энергетических госкомпаний. ■

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014

Центр международной торговли
Совместно с Неделей российского бизнеса

«Сегодня российский нефтегазовый сектор стоит на пороге новых вызовов и перемен. Необходимо обсуждать вопросы, связанные с привлечением инвестиций в нефтегазовую отрасль страны, фискальной политикой в этой сфере, воспроизводством минерально-сырьевой базы, развитием рыночной инфраструктуры, внедрением инновационных технологий и новейших технических разработок».

А.В. Дворкович, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации



«Роль нефтегазового сектора в российской экономике продолжает оставаться высокой. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2012 году составила почти 50%. За 12 лет добыча нефти в России выросла более чем в 1,5 раза, что соответствует уровню добычи примерно в 4 млн баррелей нефти в сутки. Сегодня Россия стала мировым лидером по объему добычи нефти и занимает шестое место по запасам, добывая каждый восьмой баррель нефти в мире».

А.В. Новак, Министр энергетики Российской Федерации

«Я надеюсь, что не только ежегодный Форум, но и наша постоянная работа в межфорумный период будет являться залогом хороших результатов, успешного развития нефтегазового комплекса и надежного позиционирования ТЭКа в глобальной экономике».

А.Н. Шохин, Президент РСПП



«Главные задачи – это эффективное использование недр и эффективность работы самого нефтегазового комплекса. Структурные реформы, проведенные в НГК в 90-х годах прошлого века, в начале 2000-х дали свои плоды. Комплекс знает, что такое конкуренция, и сейчас перед нефтяниками и газовиками стоят вопросы технологического перевооружения».

Ю. К. Шафраник, Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России

«Сегодня перед нами стоит ряд серьезных задач: развитие газовой отрасли на Востоке России, освоение арктического шельфа, укрепление сотрудничества со странами АТР – крайне перспективными рынками сбыта. Но стратегической целью нефтегазового сектора страны, безусловно, остается сохранение лидерства на глобальных энергетических рынках».

В.А. Зубков, Председатель Совета директоров ОАО «Газпром»



«Полагаю, что проведение Национального Нефтегазового Форума будет способствовать укреплению сотрудничества между представителями органов государственной власти и бизнеса, позволит уточнить перспективы инновационного развития отечественного топливно-энергетического комплекса».

С.Н. Катырин, Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации

«Для нефтяной и газовой отраслей, достойно выполнивших стабилизирующую роль и обеспечивших надежное формирование бюджетов всех уровней в период кризисных экономических явлений, современный этап развития ставит ряд приоритетных вопросов и задач, многие из которых вам и предстоит обсудить в рамках Форума».

В.Ю. Алекперов, Председатель комитета Российского союза промышленников и предпринимателей по энергетической политике и энергоэффективности



«Сейчас сложилась ситуация, когда нефти на мировом рынке много, но и стоит она недешево. Достаточно много нефти добывается на шельфах, что увеличивает затраты, поэтому, что будет дальше, зависит от развития мировой экономики, какие страны окажутся лидерами по добыче».

Г.И. Шмаль, Президент Союза нефтегазопромышленников России

«Необходимо сформировать регулирующие механизмы повышения энергоэффективности государственных компаний и их ответственность, на законодательном уровне четко установить принципы и методы формирования политики энергосбережения в государственных компаниях, структуру и содержание этой политики, функций и задач, решаемых государственными компаниями».

П.Н. Завальный, Заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, Президент Российского газового общества



ТМК Нефтегазсервис работает по принципу «одного окна», предлагая потребителям трубную продукцию вместе с комплексом сопутствующих сервисных услуг



Высокотехнологичное производство нефтегазового оборудования



Собственная логистическая система и управление запасами



Регулярная сервисная поддержка и техническое обслуживание

- Изготовление и ремонт насосно-компрессорных и обсадных труб, в том числе с резьбовыми соединениями класса «Премиум».
- Изготовление патрубков, переводников, нарезка резьбовых соединений класса «Премиум» на элементах подземного оборудования.
- Нанесение наружных и внутренних изоляционных покрытий на трубную продукцию, в том числе на НКТ и СБТ.
- Инженерное сопровождение комплектации, сборки и спуска колонн обсадных труб и НКТ.
- Ответственное хранение и реализация трубной продукции заводов ТМК.



www.tmk-group.ru