



12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2015

12TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES
DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 15–18 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG



Генеральный спонсор



Официальные спонсоры



Спонсор круглого стола



СЕКРЕТАРИАТ

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
РЕСТЭК®

Тел.: (812) 320 9660, 303 8863
E-mail: geo@restec.ru, rao2@restec.ru



www.rao-offshore.ru

РЕКЛАМА

Нефть россии

Май –
июнь
2015

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

«Турецкий поток»
и «проблема-2020»

Найдётся ли место
российскому газу в КНР?

Как преодолеть
топливные дисбалансы

ТМК: пропуск
на конкурентный
рынок

Иран готовит
мегапроекты

НЕФТЬ РОССИИ № 5–6 2015

**Стратегическое видение –
лучший ответ на санкции**

Школа санкций

Введённые западными странами барьеры для российского НГК заставляют нашу страну в кратчайшие сроки решать ряд застарелых проблем

Валерий АНДРИАНОВ

Вот уже около года наша страна живёт в условиях санкций. Впрочем, обострение отношений между Россией и Западом наблюдалось уже достаточно давно, и данные ограничения стали лишь юридическим оформлением этого процесса. Может быть, такая вялотекущая «санкционная война» лучше «худого мира», когда постоянное ухудшение ситуации ловко маскировалось широкими улыбками и громкими рассуждениями о неизбежности укрепления взаимовыгодного сотрудничества. Ибо введение барьеров для России стало импульсом для того, чтобы наконец-то приступить к решению тех проблем, которые наша страна долго откладывала на потом.

Чем же санкции чреваты для отечественного НГК? Как отмечает в интервью «Нефти России» генеральный директор «Исследовательской группы “Петромаркет”» Яков Рудерман, из санкционных мер относительно менее ощутимыми для отрасли представляются ограничения доступа на финансовые рынки. Пути финансирования эффективных проектов всё-таки просматриваются. Преодоление технологических препятствий может оказаться более сложной задачей и потребовать серьёзных усилий и времени.

Действительно, в сфере нефтегазовых технологий Россия слишком долго полагалась на западные корпорации. И хотя разговоры о необходимости импортозамещения идут уже не первый год, в полной мере этот процесс начался именно после введения санкций. Сегодня отечественные предприятия стремятся заместить не только технологию и продукцию, попавшие в западные «стоп-листы», но и весь спектр оборудования, необходимый для нефтегазовой промышленности.

В этом номере «Нефти России» приводится целый ряд примеров успешного технологического развития НГК с опорой на собственные силы. Так, первый заместитель генерального директора Трубной металлургической компании Владимир Оборский отмечает, что ТМК ныне производит весь спектр трубной нефтегазовой продукции, попавшей под действие секторальных санкций. И сложившаяся внешнеполитическая ситуация предоставила компании возможность укрепить свои позиции в целом ряде рыночных сегментов.

Представитель компании «СКАНЭКС» Алёна Черемисова рассказывает на страницах нашего журнала о том, как Россия использует свои преимущества космической державы, чтобы снижать риски и издержки нефтегазовых проектов. Спутниковая съёмка и новые способы обработки геопро пространственной информации при помощи отечественного ПО позволяют оценивать развитие инфраструктуры месторождений и проводить дополнительное проектирование и планирование.

В свою очередь, директор департамента «Нефть и газ» компании Schneider Electric Михаил Черкасов подчёркивает, что значительная часть ещё не освоенных российских месторождений представляет собой трудноизвлекаемые запасы. Значит, здесь потребуются не только крупные вложения, но и привлечение

зарубежных технологий, ряд из которых сегодня находится под санкциями США и Евросоюза. Поэтому особенно актуальным становится повышение эффективности разработки уже действующих месторождений. Этого можно добиться за счёт внедрения систем автоматизации, управления насосами, применения систем моделирования «пласт-поверхность», а также путём использования концепции «умное месторождение» (Smart Field).

Конечно, в этих сферах пока преобладают всё те же западные компании (в том числе и Schneider Electric), но санкции дали хороший импульс для разработки и отечественных технологий в данных сферах.

Санкции ускорили не только процесс импортозамещения, но и поиск новых альтернативных рынков сбыта для российских углеводородов, а также путей их транспортировки на традиционные рынки. Наши авторы из Института энергетических исследований РАН отмечают, что в последние несколько лет РФ сделала существенные шаги по диверсификации поставок природного газа за счёт частичного «разворота на Восток». С экономической точки зрения это означает возможность увеличения объёмов совокупного экспорта газа и, соответственно, валютных поступлений. С точки зрения политики географическая диверсификация усиливает влияние РФ в мире (см. статью «Конкуренции не избежать»).

Причём основные успехи на «восточном направлении» достигнуты именно в преддверии введения санкций и в период их действия. Как напоминают авторы статьи «Правильный поворот на Восток», в мае прошлого года был подписан контракт сроком на 30 лет, предусматривающий экспорт из России в Китай 38 млрд м³ газа в год, и заявлено, что стороны продолжают переговоры о дополнительных поставках. Правда, многие критики этого контракта, в том числе зарубежные, ставят под сомнение готовность КНР импортировать из РФ значительные объёмы газа. Основной их довод – в стране начнёт активно развиваться собственная добыча сланцевого газа и наращиваться импорт из других стран. Но анализ показывает, что решение о сооружении двух трубопроводов в Поднебесную («Сила Сибири» и «Алтай») правильно – российскому сырью будет обеспечен спрос на китайском рынке.

Санкции заставили Россию решительно действовать и на западном направлении. Как отмечают эксперты компании VYGON Consulting, заявив о строительстве газопровода «Турецкий поток» вместо заблокированного Еврокомиссией «Южного потока» и объявив об отказе продлевать действующий транзитный газовый договор с Украиной после его истечения в 2019 г., Россия сыграла ва-банк. За оставшиеся 4,5 года необходимо найти и реализовать взаимоприемлемые решения по поставке российского газа от границы Турции и ЕС европейским потребителям. Но и у этой транзитной головоломки есть ряд эффективных решений (см. статью «Как решить “проблему-2020”»).

Таким образом, санкции становятся для России хорошей школой, в которой она учится решать целый ряд застарелых проблем. И хочется надеяться, что нашей стране удастся окончить эту школу на отлично. ■



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

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Издатель Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН, директор Института
проблем нефти и газа

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

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

Геннадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Главный редактор Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:
Владимир АГРАМОВСКИЙ,
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,
+7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: www.neftrossii.ru

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

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 18.06.2015
Цена свободная

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

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

Обложка – © ОАО «Газпром нефть», Мессояхское
месторождение. ЯНАО, 2012 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Школа санкций

Введённые западными странами барьеры для россий-
ского НГК заставляют нашу страну в кратчайшие сроки
решать ряд застарелых проблем

1

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

Санкции – вторичны, экономика – первична

Необходимо сформулировать стратегическое видение
общего направления налоговой реформы в нефтегазо-
вом комплексе. Интервью с отраслевым экспертом,
генеральным директором «Исследовательской группы
“Петромаркет”» Яковом РУДЕРМАНОМ

4

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. БЕЛОВА,
старший аналитик;
Е. КОЛБИКОВА,
младший аналитик
(VYGON Consulting)

Как решить «проблему-2020»

В ближайшие годы Россия должна определиться с
маршрутами и сроками строительства трубопроводов,
являющихся продолжением «Турецкого потока»

10



А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАН, руководи-
тель Аналитического центра энергетической политики
и безопасности – заместитель директора ИПНГ РАН,
член совета директоров Института энергетической
стратегии;

С. СИДОРЕНКО,

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
учёный секретарь ИПНГ РАН;

В. КОВТУН,

руководитель Представительства ОАО «Газпром» в КНР

Правильный поворот на Восток

Развитие сотрудничества с КНР в газовой сфере являет-
ся не следствием западных санкций, а результатом про-
думанной долгосрочной государственной политики

16

Н. АРХИПОВ, инженер-исследователь

(Институт энергетических исследований РАН);

Ирина МИРОНОВА,

инженер-исследователь

(Институт энергетических исследований РАН),
старший преподаватель (программа ЭНЕРПО,
Европейский Университет в Санкт-Петербурге)

Конкуренции не избежать

К чему должны быть готовы поставщики природного га-
за на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона?

26



«ЛУКОЙЛ»



«Газпром нефть»

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КИМГ

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе
с компаниями нефтегазовой отрасли;

Анна ФРИДЛАНСКАЯ,
заместитель директора, инвестиции и рынки капитала
КИМГ в России и СНГ

Зачем вашу компанию исследуют?

Сбор детальной и объективной информации – важней-
ший этап подготовки сделки по купле/продаже нефтега-
зовых активов

32**ОБОРУДОВАНИЕ****Пропуск на конкурентный рынок**

ТМК намерена, несмотря на неблагоприятные внешние
факторы, совершить значительный прорыв в некоторых
продуктовых нишах. Интервью с исполнительным ди-
ректором – первым заместителем генерального дирек-
тора ТМК Владимиром ОБОРСКИМ

34**ТЕХНОЛОГИИ**

М. ЧЕРКАСОВ,
директор департамента «Нефть и газ» компании
Schneider Electric в России

Курс на повышение эффективности

В условиях кризиса приоритет будет отдаваться тем
технологиям, которые способны одновременно и под-
держивать уровень добычи, и снизить издержки

38

А. ЧЕРЕМИСОВА,
руководитель отдела по работе с природно-ресурс-
ными отраслями Департамента продвижения проек-
тов Группы компаний «СКАНЭКС»

«Космический» ответ на «земные» проблемы

Использование технологий спутникового мониторинга
позволяет снизить экологические и промышленные рис-
ки нефтегазовых компаний

40**НЕФТЕПРОДУКТЫ**

М. ЕРШОВ,
кандидат технических наук, заведующий лабораторией
по разработке перспективных и специальных бензинов;
В. ЕМЕЛЬЯНОВ,

доктор технических наук, заведующий отделом
разработки, исследований и испытаний бензинов
и присадок к ним (ОАО «ВНИИ НП»)

Дисбалансы топливного рынка

Для подготовки к новому возможному росту потребле-
ния автобензинов в России необходимо осуществить
ряд организационно-технологических мероприятий

45**УПРАВЛЕНИЕ**

П. ДВОРНИЧЕНКО,
главный специалист-эксперт научно-технического
отдела «НИПИгазпереработка»

Движущая сила инжиниринга

Эту роль может сыграть система саморегулирования, ес-
ли она будет строиться на принципах добровольности, а
не административного управления

52**ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

В. ЯРЁМЕНКО,
руководитель группы консультантов Центра изучения
и оценки юридических и экономических проблем си-
стемы промышленной безопасности и охраны труда

Безопасный труд как условие роста

В период кризиса компаниям нефтегазовой промышлен-
ности надо повышать производительность, но не эконо-
мить на средствах индивидуальной защиты

55**МИРОВОЙ РЫНОК**

А. ВОРОБЬЁВ,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой нефтепромысловой геоло-
гии, горного и нефтегазового дела РУДН;
Бехруз АБТАХИ,
советник посольства Ирана в РФ

Иран готовит мегапроекты

Накануне отмены санкций ИРИ намечает не только
увеличение добычи нефти и газа, но и существенное
расширение транспортной инфраструктуры поставок
углеводородов

58**ФИНАНСЫ**

Н. ЗЕЛЕНИН

Как поставить диагноз компании?

Постоянный мониторинг финансовых показателей и
корректировка деятельности в зависимости от их дина-
мики является залогом здорового функционирования
ВИНК

62**EX LIBRIS**

Ю. ЕВДОШЕНКО,
кандидат исторических наук

Инновации сквозь призму истории

В фокусе новой книги – государство, нефтегазовый ком-
плекс и научно-технический прогресс в историческом
ретроспективе

66**БЫЛОЕ**

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Не подмажешь – не поедешь...

Страницы истории нефтяного смазочного производства
в России

68

Санкции – вторичны, экономика – первична



Необходимо сформулировать стратегическое видение общего направления налоговой реформы в нефтегазовом комплексе

В последние годы одной из самых ярких тенденций развития российского нефтегазового комплекса стала активная модернизация нефтеперерабатывающих отраслей и увеличение производства нефтепродуктов. Это привело к ряду положительных эффектов. С одной стороны, в структуре нефтяного экспорта топливо начало постепенно теснить сырую нефть. С другой стороны, сейчас внутренний рынок полностью обеспечен горючим, качество которого из года в год повышается. Однако в нынешнем году нефтепереработка столкнулась с новыми угрозами, обусловленными как внешними, так и внутренними факторами. К числу первых относятся падение цен на нефть и санкции, введенные против России. А к числу вторых – предпринятый российскими властями так называемый «налоговый манёвр». Совокупность этих обстоятельств уже привела к тому, что многие проекты модернизации НПЗ откладываются «до лучших времен». Каков может быть долгосрочный эффект от действия упомянутых факторов? С этим и другими вопросами журнал «Нефть России» обратился к известному отраслевому эксперту, генеральному директору «Исследовательской группы «Петромаркет»» Якову РУДЕРМАНУ.

– Яков Львович, в конце 2014-го – начале 2015 г. отечественная нефтяная отрасль столкнулась с целым рядом новых вызовов. Это и снижение нефтяных цен, и введение западных санкций, и последствия так называемого налогового манёвра. Какие из этих или других факторов будут оказывать, на Ваш взгляд, наибольшее влияние на развитие российского НГК? Могут ли они стать причиной среднесрочной или долгосрочной стагнации в отрасли?

– Перечисленные факторы трудно поставить в один ряд. Низкие цены на нефть в сочетании с плохо работающей в этих условиях налоговой системой (последний «манёвр» лишь усугубил её недостатки) негативно влияют на экономику добычи и переработки нефти, тогда как санкции – на доступность долгосрочных валютных кредитов и современных технологий.

Санкции, которые пока касаются преимущественно нефтедобычи, становятся чувствительными только при наличии экономически привлекательных проек-



НАША СПРАВКА



Яков Львович РУДЕРМАН окончил механико-математический факультет МГУ им. М. В. Ломоносова и аспирантуру того же факультета.

С 1984 г. в центре его интересов – проблемы нефтегазовой промышленности России. Занимал должности заведующего сектором отраслевого института ВНИПИНЕФТЬ, а затем работал в Главном вычислительном центре Миннефтехимпрома СССР.

Один из создателей (1991 г.) и первый дирек-

тор агентства «Кортес» – частной информационной компании в области нефтегазового бизнеса. После преобразования агентства в информационно-аналитический центр (ИАЦ) «Кортес» – заместитель генерального директора по рынкам нефти и нефтепродуктов.

В 2002 г. организовал компанию «Исследовательская группа “Петромаркет”».

Член совета директоров компании «Нефтегазконсалт» (аудит запасов, анализ риска геологоразведочных работ, оценка справедливой рыночной стоимости нефтегазовых активов).

тов, требующих масштабного финансирования и технологий «переднего края». Чем хуже экономические условия, в которых вынужден существовать нефтяной бизнес, тем меньше таких проектов. Чем меньше проектов, тем меньше влияние санкций. Условно говоря, если добыча шельфовой или нетрадиционной континентальной нефти становится нерентабельной, то реализация подобных проектов оказывается под вопросом независимо ни от каких санкций. В этом смысле проблема санкций вторична. Первична экономика.

Из санкционных мер относительно менее ощутимыми для отрасли представляются ограничения доступа на финансовые рынки. Пути финансирования эффективных проектов всё-таки просматриваются. Это и использование государственных ресурсов, и привлечение к этим проектам зарубежных инвесторов из числа тех, которые могут чувствовать себя независимыми от возможного давления со стороны США и их союзников (в первую очередь речь может идти о китайских государственных компаниях).

Преодоление технологических препятствий может оказаться более сложной задачей и потребовать больше усилий и времени. Всё-таки деньги – более доступный ресурс, чем знания.

Возвращаясь к экономике отрасли, следует отметить, что факторы, её определяющие, неравнозначны. Если цену на нефть на мировом рынке можно рассматривать как параметр, на который Россия не в состоянии воздействовать, то налоговая система вполне подлежит реформированию. Более того, она должна быть реформирована. Это необходимо не только для того, чтобы минимизировать влияние низких цен на нефть, но и чтобы дать стимулы для развития отрасли в широком диапазоне внешних условий.

Концептуальные изъяны, присущие действующему налоговому режиму, известны. В нефтедобыче это зависимость налоговой нагрузки от цены на нефть (и отчасти от условий добычи), а не от финансового результата. Последний «налоговый манёвр» ничего принципиально не

изменил – разве что несколько усилил негативный эффект от падения цен на нефть по сравнению с налоговым режимом, существовавшим до «манёвра».

В нефтепереработке проблемной является система экспортных пошлин. С 2004 г. она обеспечивает неявное субсидирование государством нефтеперерабатывающих предприятий. Какие бы «манёвры» с тех пор не предпринимались, они никак не меняли того фундаментального факта, что размер субсидий в абсолютном выражении убывает по мере снижения цены на нефть. Последний пересмотр системы экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты имел следствием сокращение субсидий во всём диапазоне цен на нефть. Но если при котировках в районе 100 долларов за баррель субсидии оставались достаточными для поддержания разумной маржи переработки, то при ценах 50–60 долларов маржа снижалась до критического уровня (впрочем, и старые пошлины в этом смысле были бы не намного лучше).

При этом задача налогового реформирования не сводится исключительно к оперативному устранению указанных выше или каких-либо ещё конкретных недостатков. Необходимо сформулировать стратегическое видение общего направления налоговой реформы в нефтегазовом комплексе, уточнить критерии оптимальности налоговой системы. Это предполагает выход за пределы собственно отраслевой проблематики и даже за рамки взаимоотношений между отраслью и государством. Речь идёт об оптимизации налоговой системы с точки зрения общеэкономического, если угодно, «народнохозяйственного» эффекта. Формулировка соответствующего критерия оптимальности – дело не совсем тривиальное, но и не безнадежное (во всяком случае мы могли бы предложить разумные подходы).

Что касается стагнации, то тут нужно договориться о терминах. Если под стагнацией понимать отсутствие роста добычи и переработки нефти, то стагнация – это ещё не худшие ожидания. Если ничего принципиально не изменится с ценами, налогами и санкциями, то в ближайшие годы мы рискуем столкнуться не со стагнацией, а с падением производства в upstream и в downstream.

– По оценке ряда экспертов, «налоговый манёвр» может оказать крайне негативное воздействие на российскую нефтепереработку, повысив цену на сырьё и тем самым снизив маржу НПЗ. Разделяете ли Вы эти опасения? Могут ли последствия «налогового манёвра» привести к существенному удорожанию топлива на российском рынке или к возникновению его дефицита?

– Как я уже говорил, «налоговый манёвр» действительно сокращает маржу переработки российских НПЗ. Но если бы цены на нефть на мировом рынке не упали, прибыльность переработки осталась бы на вполне удовлетворительном уровне. Цены, однако, упали, и это оказалось достаточно болезненным. По нашим оценкам, в I квартале текущего года ряд заводов уже работал с отрицательной маржой. Некоторые НПЗ – в отдельные месяцы, а некоторые – и весь квартал.

Проблема дефицита нефтепродуктов, по крайней мере в теоретическом ключе, может обсуждаться исключительно применительно к автобензину (если под дефицитом понимать превышение спроса российского рынка над российским же производством топлива, соответствующего техническому регламенту). Впрочем, в прошлом году «теоретический» дефицит



был (даже с учётом импорта автобензина из Белоруссии), а на практике он не ощущался, поскольку часть потребностей внутреннего рынка закрывалась «нерегламентным» топливом к обоюдному удовольствию продавцов и покупателей.

Я полагаю, что в этом году ситуация будет, как минимум, не хуже, чем в прошлом. Во-первых, нет никаких признаков падения выпуска автобензина. Несмотря на сокращение объёмов переработки нефти, в I квартале текущего года производство автобензина (и в целом, и соответствующего требованиям технического регламента) оказалось выше, чем за аналогичный период прошлого года. Во-вторых, в нынешнем году под влиянием экономического кризиса спрос на автобензин в лучшем случае будет стагнировать, а в худшем сокращаться. На сегодня российского «регламентного» бензина хватает для покрытия внутреннего спроса, импорт из Белоруссии минимален.

Существуют определённые риски проявления дефицита автобензина в будущем году в связи с запретом обращения на внутреннем рынке топлива экологического класса ниже 5-го. Более точно можно будет определиться ближе к концу года, когда станет ясно, все ли производители успевают завершить необходимую технологическую перестройку (по всей видимости, не все). А если не успевают, то будет ли перенесён срок перехода на топливо 5-го экологического класса. Если дефицита не удастся избежать, рост цен становится вполне вероятным.

– В последние годы в рамках так называемого 4-стороннего соглашения осуществляется массовая модернизация российских

НПЗ. Но, по мнению ряда экспертов, в этом процессе наметились некоторые перекосы, в частности сильный крен в сторону производства дизеля. Как Вы оцениваете итоги первого «дизельного» этапа данной модернизации? Удастся ли, по Вашему мнению, сохранить прежние темпы обновления нефтепереработки в условиях низких цен на нефть и западных санкций?

– Я бы не сказал, что завершился какой-то определённый «дизельный» этап модернизации заводов. Увеличение выпуска дизтоплива, как правило, связано с включением в технологическую схему переработки нефти установок гидрокрекинга. С момента заключения четырёхстороннего соглашения были введены в эксплуатацию всего три такие установки суммарной мощностью примерно 6,3 млн т в год: на заводах «Киришинефтеоргсинтез», «ТАНЕКО» и Хабаровском НПЗ. Перспективы строительства гидрокрекингов куда грандиознее. По нашим представлениям, до конца 2018 г. должно быть запущено семь новых установок гидрокрекинга вакуумного газойля суммарной мощностью 16,6 млн т в год. Так что в этом смысле всё ещё впереди.

Пока трудно говорить и о серьёзном перекосе производства в сторону дизельного топлива. Если в качестве меры «дизелизации производства» взять выход дизтоплива, то в I квартале 2015 г. он равнялся 28%, что на 0,7% больше, чем в 2011 г., когда было заключено четырёхстороннее соглашение. Но это совсем не рекорд. В 2005–2008 г. выход дизтоплива составлял 29% и выше.

Что касается темпов модернизации нефтепереработки, то резкое падение прибыльности этого бизнеса, несомненно, скажется на экономической эффективности проектов развития НПЗ. Сложности с

получением кредитов за рубежом сочетаются с ростом стоимости заимствований в России. Всё это – факторы, способные затормозить ход модернизации. Особенно в сложном положении оказывается независимая переработка.

Следует ожидать давления со стороны нефтяных компаний на правительство с целью пересмотра условий четырёхстороннего соглашения в части сроков реализации и, возможно, состава проектов. В этом есть определённая логика: данное соглашение заключалось совершенно в иных условиях, а случившееся падение цен на нефть, да ещё и санкции, если не по букве, то по существу представляют собой форс-мажор.

– Каковы Ваши прогнозы относительно динамики спроса на нефтепродукты в РФ в средне- и долгосрочной перспективе? Повлияет ли на него ухудшение экономической ситуации в стране?

– Последний раз мы прогнозировали спрос на основные нефтепродукты в конце прошлого года по заказу Минэнерго России. Нужно сказать, что наши подходы хорошо вписываются в министерскую Методику прогнозирования спроса на нефтепродукты и в этом смысле нам было легко взаимодействовать.

Оценивался перспективный спрос на автобензин (с учётом суррогатов), а также совокупный спрос на газойлевые топлива: дизельное, печное и судовое (прогнозировать «чистый» спрос на дизтопливо невозможно, так как этот продукт частично взаимозаменяем с газойлевыми топливами более низкого качества). Прогнозы выполнялись по двум макроэкономическим сценариям – базовому, максимально приближённому к актуальному на тот момент краткосрочному прогнозу МЭР России и более реалистичному (консервативному), предполагавшему более низкие темпы роста экономики в сравнении с базовым вариантом.

Для спроса на автобензин были получены такие прогнозные ориентиры на ближайшие пять и десять лет: 2020 г. – 38–42 млн т, 2025 г. – 39–44 млн т. Для сравнения – оценка спроса на автобензин в России в 2014 г. – 36,2 млн т.

Аналогичные оценки для газойлевых топлив, потребляемых наземной техникой: факт 2014 г. – 40,4 млн т, прогноз на 2020 г. – 42–48 млн т, на 2025 г. – 44–52 млн т.

Все эти оценки не учитывают спрос Республики Крым, который и по автобензину и по дизельному топливу в 2014 г. составлял около 200 тыс. т.

Более реалистичными на сегодня представляются нижние границы прогнозов. Разница между верхней и нижней границей может рассматриваться как грубая оценка влияния на спрос долгосрочного ухудшения конъюнктуры.

Обновление прогнозов мы предполагаем выполнить в июне, когда будет закончено формирование новых макроэкономических сценариев и полностью подготовлена информационная база прогнозирования.

Здесь хочется сказать несколько слов о роли сценариев в прогнозировании спроса. Это важно с точки зрения правильной интерпретации прогнозов. Дело в том, что каждый количественный рыночный прогноз базируется на определённых сценарных предпосылках, которые включают в себя набор макроэкономических и демографических параметров, оценки перспективных характеристик потребляющей техники и интенсивности её эксплуатации, а также некоторые другие факторы. Сколько сценариев – столько и прогнозов. Причём, чем дальше от сегодняшнего дня отстоит горизонт прогнозирования, тем больше сценарии (а значит, и прогнозы) могут отличаться друг от друга.

Сценарное прогнозирование спроса не имеет ничего общего с предсказанием, «каков он будет» или «какой будет с наибольшей вероятностью». Оно лишь предлагает определённый спектр вариантов будущего, важных с точки зрения целей прогнозирования – идёт ли речь о создании стратегии развития нефтяной компании или о выработке мер государственного регулирования отрасли. Сценарные прогнозы позволяют в какой-то мере установить границы возможного изменения прогнозируемых параметров (в нашем случае спроса), вооружают против неожиданностей, дают возможность заранее оценить риски и продумать меры реагирования на неблагоприятное развитие событий. Причём сценарное «прощупывание» ожидаемого спроса тем важнее, чем выше неопределённость будущего – а именно такова ситуация в экономике России в целом и на рынке нефтепродуктов в частности.

– Одним из последствий модернизации отечественных НПЗ стал рост экспорта нефтепродуктов, в первую очередь дизеля. Но сейчас конкуренция за европейский рынок топлива обостряется. Сможет ли Россия сохранить свои позиции и даже продолжить расширение поставок, особенно в условиях санкций?

– О заметном росте экспорта за время, прошедшее с момента заключения четырёхстороннего соглашения, можно гово-

рить только применительно к дизельному топливу и топчному мазуту. Экспорт автобензина в 2014 г. по сравнению с 2011 г. вырос меньше, чем на полпроцента. Поставки за рубеж авиакеросина увеличились, правда, на 45%, но в абсолютном выражении это всего лишь около 300 тыс. т, тогда как прирост экспорта дизтоплива составил более 9 млн т.

Следует заметить, что расширение экспорта дизельного топлива в последние годы было обусловлено отнюдь не модернизацией НПЗ, а быстрым увеличением объёмов переработки нефти на фоне стагнации спроса на стандартное дизтопливо на российском рынке. В последние два года потребление дизтоплива даже сокращалось. Продукт «выдавливался» с внутреннего рынка другими, более дешёвыми газойлевыми топливами – судовым и печным, – которым отдавала предпочтение значительная часть потребителей. В 2014 г. примерно 20% всех потребностей наземной техники, оснащённой дизельными двигателями, покрывалось нестандартным горючим.

До падения цен на нефть система экспортных пошлин гарантировала отечественным НПЗ высокую конкурентоспособность на европейском рынке. Сейчас будущее российского экспорта выглядит не столь безоблачным. Низкие цены на нефть увеличили маржу переработки европейских заводов и одновременно снизили маржу российских. Более того, у части отечественных экспортно-ориентированных НПЗ с простой схемой переработки нефти появились серьёзные риски оказаться в зоне постоянной убыточности.

Поскольку спасительного возврата цен на нефть к докризисным отметкам, по-видимому, ждать не приходится, то восстанавливать маржу до уровня, необходимого для успешной конкуренции на внешнем рынке, придётся самим производителям при возможной помощи государства. От НПЗ потребуются усилия по повышению глубины переработки нефти, увеличению стоимости корзины производимых нефтепродуктов, снижению издержек производства, а от государства – по адаптации системы экспортных пошлин к условиям низких цен на нефть (или какие-то иные меры поддержки нефтеперерабатывающих предприятий).

– В последнее время нередко звучит критика в адрес правительства в связи с ускоренным переходом России на стандарты топлива Евро-4 и Евро-5. Отмечается, что

этот переход не был до конца продуман, в частности повышение качества топлива не сопровождалось адекватным улучшением качества автомобильного парка, без чего данный процесс бессмыслен. Каково Ваше мнение на этот счёт? Была ли нужна России такая гонка за «Евро»? Есть ли смысл, как предлагают некоторые эксперты, отложить введение стандартов Евро-5?

– Более правильно, наверное, было бы говорить о топливе экологических классов 4 и 5 (К4 и К5) в соответствии с терминологией технического регламента Таможенного союза.

Я бы не связывал необходимость перехода на топливо К4 и К5 с моментом, когда в российском автомобильном парке начнёт преобладать или составлять существенную долю техника соответствующих экологических классов. В России действует специальный технический регламент, который устанавливает требования к выбросам вредных веществ автомобильным транспортом. В соответствии с ним с 2010 г. на территории РФ в обращение могут выпускаться только автомобили экологического класса 4, а с 2014 г. – только класса 5. Было бы странно требовать от производителей или импортёров поставлять на внутренний рынок автомобили определённого экологического класса и при этом не обеспечивать их необходимым топливом, без которого экологический эффект не достигается. Другое дело, что требования «топливного» и «автомобильного» регламентов не удалось синхронизировать, о чём можно только сожалеть. «Гонка за евро» как раз и обусловлена отставанием нефтепереработки от тех требований к топливам, которые предъявляют производители автомобилей.

Иногда критики перевода российских потребителей на топлива высших экологических классов высказывают сомнения в необходимости проделывать это скачком от одного класса к другому, полагая, что на рынке могут сосуществовать топлива разного качества. Да, заливать автобензин К5 в старые «Жигули», наверное, бессмысленно. Но и продавать на АЗС топливо различных классов, чтобы удовлетворить каждую группу потребителей вряд ли разумно, поскольку это открывает путь к массовым злоупотреблениям. Неизбежная дифференциация цен в пользу топлив, которые выше классом, провоцировала бы недобросовестных розничных торговцев на подмену более дорогого продукта более дешёвым. Как показывает опыт, бороться с такого рода «трюками» в российских условиях почти безнадежно.

Несостоятельной представляется и идея вводить региональную дифференциацию требований к качеству топлива, сторонники которой ссылаются на опыт США. К сожалению, здесь возникает та же трудно решаемая в отечественных реалиях проблема контроля над качеством продуктов, реализуемых через АЗС.

Единственное, с чем можно было бы согласиться, так это с отсутствием необходимости устанавливать единые требования к топливу для автомобильного транспорта и к топливу, которым заправляется различная внедорожная дизельная техника – сельскохозяйственная, строительная, карьерная и т. п., – тем более что по факту она даже без официальных послаблений охотно и массово потребляет нестандартное топливо.

Теперь по поводу перехода на топливо К5 в будущем году. С обеспечением внутреннего рынка дизельным топливом К5 трудностей не предвидится. Но переход полностью на отечественный автобензин К5 проблематичен. Правда, непонятно, так ли уж нужно бороться за то, чтобы этот переход произошёл именно с 1 января 2016 г., если часть заводов окажется к этому не готова. Ведь расплачиваться за возможный дефицит топлива придётся потребителям. Наказывать нужно не их, а нерасторопных производителей.

– Одна из проблем производства автомобильных бензинов – использование высокооктановых добавок. Каковы, на Ваш взгляд, перспективы данного рынка? Как Вы оцениваете запрет на применение в РФ монометиланилина, который широко используется в ряде других стран?

– Возможно, я чего-то не знаю, но не вижу сейчас особых проблем с высокооктановыми добавками. Напряжение спало с того момента, как из технического регламента исчезло требование к октановому числу автобензина – не менее 95 ИОЧ. Некоторые НПЗ даже отказались пока от проектов строительства установок по производству МТБЭ – бензинового компонента, наиболее широко используемого для повышения октанового числа топлива.

Что касается запрета использования монометиланилина (ММА) в автобензине К5, как того требует технический регламент, то здесь должны высказываться не рыночные консультанты, а экологи. Авторитетные специалисты ВНИИ НП рекомендуют включать ММА в комбинации с МТБЭ в рецептуру смешения автобензина. Но проблема не в эффективности октаноповышающей добавки, а в потенци-

альном ущербе, который это ядовитое вещество может нанести окружающей среде и здоровью человека.

– Розничные цены на нефтепродукты в России в последние годы искусственно сдерживаются усилиями ФАС и других надзорных органов, что приводит к падению маржи розничных сетей на фоне роста оптовых цен на топливо. Как, по Вашему мнению, это отразится на розничной торговле нефтепродуктами? Стоит ли в ближайшее время ожидать банкротства независимых розничных сетей? Каковы Ваши предложения по совершенствованию конкурентной среды на топливном рынке и системы регулирования розничных цен?

– Прямое регулирование розничных цен, в какой бы форме оно ни осуществлялось (директивно, или в виде «настоятельных рекомендаций», или под угрозой антимонопольных расследований), – мера чрезвычайно опасная. Следствием такого регулирования может быть либо физический дефицит топлива (мы это уже проходили, например, в 2011 г.), либо вытеснение независимых розничных торговцев гораздо менее уязвимыми в этом отношении ВИНК (что мы наблюдаем сейчас).

Конечно, рост цен на моторное топливо является неприятной социальной проблемой. Но было бы полезней, если бы ФАС уделяла внимание не столько контролю над розничными ценами, сколько развитию конкуренции на рынке. В этом смысле более адекватными стали бы меры по поддержке независимой нефтепереработки (облегчение доступа к сырью, льготное кредитование модернизационных проектов и т. п.) и борьба с дискриминацией независимых торговцев во всех сегментах рынка.

– Одно из направлений снижения стоимости нефтепродуктов – совершенствование схемы их транспортировки, в частности за счёт развития системы нефтепродуктопроводов. Каковы перспективы в данной сфере? Как ввод в эксплуатацию таких новых магистралей может отразиться на параметрах топливного рынка?

– Расширение транспортной инфраструктуры – вещь, несомненно, полезная. Но её полезность в значительной степени зависит от тарифной политики. Разумные тарифы могут способствовать как развитию конкуренции и снижению цен на внутреннем рынке нефтепродуктов, так и повышению конкурентоспособности российских НПЗ на внешних рынках. Ну а неразумные могут дать обратный эффект. ■

Как решить «проблему-2020»



В ближайшие годы Россия должна определиться с маршрутами и сроками строительства трубопроводов, являющихся продолжением «Турецкого потока»*

Мария БЕЛОВА,
старший аналитик;
Екатерина КОЛБИКОВА,
младший аналитик
(VYGON Consulting)

Заявив о строительстве газопровода «Турецкий поток» вместо заблокированного Еврокомиссией «Южного потока» и объявив об отказе продлевать действующий транзитный газовый договор с Украиной после его истечения в 2019 г., Россия сыграла ва-банк. За оставшиеся 4,5 года необходимо найти и реализовать взаимоприемлемые решения по поставке российского газа от границы Турции и ЕС европейским потребителям (альтернативные украинскому транзитному коридору). Кроме того, необходимо в полной мере исполнить долгосрочные контрактные обязательства «Газпрома» в отношении «украинозависимых» стран, в первую очередь Италии, Венгрии, Румынии, Болгарии и Сербии. Будет ли это решение основываться на поставках в рамках планируемой европейской инфраструктуры Южного газового коридора, или основной курс будет взят на строительство дополнительных маршрутов в соответствии с правилами Третьего Энергопакета?

БАЛКАНСКИЙ РЕВЕРС ПРОТИВ УКРАИНСКОГО ТРАНЗИТА

Развитие событий вокруг «Турецкого потока» – в частности подписание министрами иностранных дел Сербии, Греции, Македонии, Венгрии и Турции совместной декларации о поддержке реализации этого проекта (7 апреля 2015 г.), достижение договорённости о строительстве газотранспортных мощностей на территории Греции силами российско-европейского консорциума (21 апреля 2015 г.), – на наш взгляд, свидетельствует в пользу того, что «поток» не закончится хабом на турецко-греческой границе. Доставка же российского газа в Европу через Турцию будет осуществляться либо по трубопроводам Южного газового коридора (при этом девальвируя саму его идею о диверсификации источников поставок), либо по новым газопроводам, которые предполагается строить в Европе в полном соответствии с внутренним законодательством ЕС.

Материал подготовлен на базе исследования VYGON Consulting «Турецкий поток»: сценарии обхода Украины и барьеров Европейской комиссии», июнь 2015 г.

Рис. 1. Существующие, строящиеся и планируемые газопроводы в Южной части Европы



С учётом сжатых сроков реализации поставленной задачи по минимизации украинского транзита целесообразно задействовать уже существующие проекты, в частности планируемые газопроводы ITGI, Nabucco-West и TAP (см. рис. 1).

В связи с этим существуют четыре варианта формирования наземной части трубопроводной системы по доставке российского газа с турецко-греческой границы в ЕС.

Первый вариант – реверс Трансбалканского газопровода. Это позволит «Газпрому» в полной мере исполнить свои контрактные обязательства в отношении Болгарии, Греции, Македонии, Румынии и Молдавии в объёме 13,1 млрд м³ (см. табл.). При объёмах поставок газа в эти страны и Турцию на уровне 2013 г., что в сумме соответствует общим законтрактованным объёмам газа, можно добиться почти 85-процентной загрузки двух ниток «Турецкого потока». А с учётом растущего спроса на «голубое топливо» в Турции, а также в случае поставок на Украину по этому маршруту уровень загрузки может быть ещё выше.

Несомненными преимуществами данного варианта являются отсутствие необходимости в существенных дополнительных инвестициях и возможность оперативной доставки газа на европейский рынок¹. Некоторые сложности могут возникнуть в части соответствия подобной реверсной операции положениям Третьего Энергопакета.

Фактические* и контрактные объёмы поставок российского газа по Трансбалканскому трубопроводу, млрд м³

Страна	2013 г.	2014 г.	Контрактные объёмы
Молдавия	2,4	2,8	3,0
Румыния	4,3	0,3	4,0
Болгария	3,5	2,8	2,9
Греция	2,8	1,7	3,0
Македония	0,1	0,0	0,2
Турция	13,8	13,7	14,0
Итого	26,9	21,5	27,0
Загрузка двух ниток, %	84	67	84

* В российском стандарте газа.

Источник: Газпром, Cedigaz, VYGON Consulting.

С одной стороны, вариант эксплуатации газопровода в реверсном режиме соответствует требованиям европейского законодательства, поскольку «Газпром» будет использовать тот же объём мощностей, который уже был зарезервирован им в рамках существующих транспортных контрактов². С другой стороны, реверс может повлечь за собой внесение значительных изменений в существующие договоры, вплоть до их перезаключения. Это автоматически потребует

приведения этих контрактов в соответствие с положениями Сетевого кодекса по механизму распределения мощностей магистральных газопроводов (CAM NC), то есть перехода на тарификацию вход/выход, проведения аукционов мощностей и поставку газа на хабы³.

Однако данный маршрут не может в полной мере решить проблему украинского транзита, так как покрывает только 20% потребности «украинозависимых» стран. Нехватка мощностей европейской трансграничной инфраструктуры не позволяет транспортировать наш реверсный газ через Румынию дальше на юго-запад. В частности, «узким местом» является румыно-венгерский газопровод Csanadpalota (его мощность составляет около 2 млрд м³).

ЮГК послужит России?

Второй вариант – реанимация проектов ЮГК, в частности Nabucco-West и ITGI. Они в своё время находились на продвинутой стадии реализации, но были заморожены из-за отсутствия ресурсной базы.

Во второй половине 2000 годов основным проектом, продвигаемым консорциумом европейских компаний

при активной поддержке Евросоюза, в рамках ЮГК стал газопровод Nabucco. По нему предполагались поставки газа из таких потенциальных источников, как Азербайджан, Египет, Иран, Ирак и даже Россия. Транзит должен был осуществляться через Турцию в Евросоюз – через Болгарию, Румынию, Венгрию до торгового хаба Баумгартен в Австрии. В мае 2012 г. упомянутый консорциум предложил новый усечённый вариант трубопровода – Nabucco-West в рамках европейской части.

В мае 2013 г. сразу две фазы проекта получили исключения из правил Третьего Энергопакета в части обязательного доступа третьих лиц (50%). То есть если «Газпром» будет использовать до поло-

¹ Согласно положениям Регулации о безопасности поставок газа [Regulation (EU) no 994/2010 of the European parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC], системные операторы обязаны обеспечить возможность реверса газа на всех трансграничных соединительных пунктах между странами-членами ЕС.

² На действующие (заключённые до вступления в силу положений Третьего Энергопакета) контракты на поставку газа, а также на транспортные контракты его правила не распространяются.

³ Does the cancellation of the South Stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy? – OIES (2015). P. 8.

вины мощностей трубопровода (5 млрд м³ от начальной мощности и 11,5 млрд м³ от финальной), у него появляется возможность выполнить контрактные обязательства по поставке газа в Венгрию (контракт на 8 млрд м³ при фактической поставке 5,3 млрд м³ в 2014 г.) и Австрию (контракт на 7 млрд м³ при фактической поставке 4 млрд м³)⁴, причём без смены точки сдачи газа. С учётом того, что подготовительная стадия проекта уже полностью завершена и при этом отсутствует альтернативная российскому газу ресурсная база, Nabucco-West может быть возрождён именно как европейское продолжение «Турецкого потока».

Тем не менее половины мощности Nabucco-West будет недостаточно для доведения газа до Италии. При благоприятном стечении обстоятельств, в случае проведения процедуры open season и отсутствии альтернативных заявок на прокачку, «Газпром» может претендовать на 100-процентную утилизацию Nabucco-West. Тогда газ может быть доведён до Италии в объёме от 3,5 до 16,5 млрд м³ (от 16 до 76% текущих поставок)⁵, или от 0 до 13 млрд м³ (до 43% существующих контрактных обязательств перед Италией)⁶. Причём в данном случае газ придёт именно в традиционный пункт его поступления – на север Италии, в Тарвизио.

Недостатком этого варианта является низкая вероятность его реализации к 2020 г. Дело в том, что технически организовать подключение одной из ниток «Турецкого потока» к начинающемуся от болгарской границы Nabucco-West возможно в случае расширения мощностей TANAP (проектируемого трубопровода, призванного доставить азербайджанский газ в Европу через Турцию) и сооружения изначально спроектированного ответвления на Болгарию (см. № 1 в пунктирном кружочке на карте). Строительство TANAP только стартовало (март 2015 г.), поставки азербайджанского газа по нему начнутся в 2019–2020 гг., поэтому создание нитки на Болгарию может завершиться после 2020 г. Альтернативой может послужить сооружение по инициативе «Газпрома» соединительного газопровода от «Турецкого потока» до болгарской границы – начальной точки Nabucco-West. Этот проект потребует дополни-



тельных инвестиций (так как в рамках реализации «Турецкого потока» российский концерн обязался финансировать сооружение инфраструктуры в Турции), но может быть реализован к 2020 г.

Итальянско-греческий газопровод ITGI является ещё одной альтернативой поставкам российского газа в Италию через Украину. Как и Nabucco, данный проект заморожен, но его акционеры ранее выражали заинтересованность в прокачке российского «голубого топлива».

Когда в начале 2012 г. ITGI был исключён из числа претендентов на азербайджанский газ, глава проектной компании Э. Руджери заявил о том, что консорциум готов воспользоваться любыми другими источниками сырья, включая Россию и неосвоенные запасы газа в территориальных водах Израиля и Кипра⁷. Таким образом, сотрудничество с итальянско-греческим газотранспортным консорциумом отвечает российским интересам.

Операторы офшорной части ITGI – проекта IGI Poseidon (Edison и DEPA) – получили со стороны национального регулятора исключение из правила об обязательном доступе третьих лиц (на все 100% мощностей на 25 лет). То есть фактически, при достижении договорённостей с «Газпромом», планируемый газопровод мог бы осуществлять прокачку российского газа в полном объёме при отсутствии альтернативных поставщиков (после проведения процедуры open

season). Это позволит привести в Италию порядка 8 млрд м³ – правда, в южную часть страны, а не в традиционную точку поставки (Тарвизио).

Третий вариант – заполнение второй ветки Трансадриатического газопровода (ТАР). Планируемая магистраль является европейским продолжением TANAP и имеет статус приоритетного маршрута поставки газа со второй стадии месторождения Шах-Дениз через территорию Греции и Албании до Италии. В 2013 г. Еврокомиссия предоставила консорциуму ТАР право 100-процентного резервирования мощностей первой фазы в объёме 10 млрд м³, которые уже полностью заcontractованы азербайджанским газом. Из них 8 млрд м³ в рамках семи заключённых контрактов будут поступать в Италию, 1 млрд м³ – в Грецию и 1 млрд м³ по контракту с компанией Bulgargaz в Болгарию по интерконнектору Греция – Болгария (IGB) (см. № 6 на карте выше).

Однако после запуска второй ветки трубопровода⁸ ещё на 10 млрд м³, Россия сможет претендовать на часть этих мощностей и осуществлять поставки в Италию в объёме 2 млрд м³. Правда есть риск, что консорциуму удастся получить 100-процентные изъятия и для второй нитки ТАР.

Используя по максимуму свободные мощности трубопроводов ЮГК, Россия

⁴ Причём Австрия имеет возможность более половины этих объёмов получать не через Украину; Венгрия – менее 20%.

⁵ При сохранении объёмов поставок российского газа в европейские страны на уровне 2014 г.

⁶ При 100-процентном отборе газа в рамках контрактов странами на маршруте трубопровода.

⁷ См.: «ITGI ready to deliver Russian gas to EU market», 29.02.2012. URL: http://www.azernews.az/oil_and_gas/41861.html

⁸ Текущая конфигурация проекта не предполагает строительства дополнительной компрессорной станции в Албании, а следовательно, расширения подводной части ТАР (до Италии) до 20 млрд м³. – URL: <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/route-map>

могла бы перебросить от 20 до 33 млрд м³ газа с украинского направления и обеспечить конечный сбыт для третьей ветки «Турецкого потока». В частности, в Италию можно было бы прокачивать от 13,5 до 26,5 млрд м³ (при текущих поставках на уровне 22 млрд м³ и контрактных обязательствах в 30 млрд м³). Правда, из них порядка 10 млрд м³ поступали бы на юг страны, где потребности в российском газе невелики.

В связи с этим и с учётом рисков имеет смысл рассмотреть вариант создания «собственного продолжения» «Турецкого потока» на территории Европы. Тем более что все описанные выше опции не обеспечивают исполнения контрактных обязательств перед Сербией⁹.

«СОБСТВЕННАЯ» ТРУБА – ЛУЧШИЙ ВЫХОД

Итак, четвёртый вариант решения «проблемы-2020» – продвигаемый «Газпромом» проект строительства газопровода Греция – Македония – Сербия – Венгрия – Австрия¹⁰. В перспективе он сможет не только полностью закрыть итальянские потребности, но и одновременно довести газ до самых «сложных» с позиции существующей инфраструктуры стран. Тем более что Третий Энергопакет предусматривает создание необходимых дополнительных внутренних газопроводных мощностей европейскими системными операторами при наличии контрактов на поставку (в соответствии со ст. 13.2 Третьей газовой директивы), а у «Газпрома» они есть.

Однако процедуры для реализации положений этой статьи до сих пор законодательно вовсе не определены. Они сейчас разрабатываются в рамках подготовки поправок к Сетевому кодексу по механизму распределения мощностей магистральных газопроводов (Capacity Allocation Mechanisms Network Code), утверждённому Регулированием 984/2013 от 14.10.2013 г. Ожидается, что они будут узаконены не ранее 2017–2018 гг. Поэтому Россия не только готова гарантировать существенные объёмы транзита (что позволит упомянутому выше российско-европейскому консорциуму привлекать заёмные средств-

ва на стройку), но и рассматривает вариант финансирования греческого участка газопровода в счёт будущих доходов от транзита. Акционерное участие «Газпрома» в этом трубопроводе, в соответствии с правилами Третьего Энергопакета, не предполагается.

Однако, если с греческой стороной «Газпром» уже находится на стадии согласования вариантов создания и финансирования газотранспортных мощностей, со следующими, находящимися на маршруте планируемого газопровода странами на сегодняшний день отсутствует принципиальная договорённость о строительстве.

Министр иностранных дел Сербии И. Дачич заявляет о готовности его страны участвовать в реализации «Турецкого потока». В начале апреля он поставил свою подпись под совместной декларацией министров иностранных дел Сербии, Греции, Македонии, Венгрии и Турции, высказавшей поддержку этому проекту. Однако президент страны Т. Николич придерживается следующей точки зрения: «Осуществление “Турецкого потока” на территории Сербии невозможно, и из этого направления мы газ получать не будем»¹¹. Очевидно, Сербия пытается балансировать между Европой и РФ. Продвигая линию на вступление в ЕС, она в то же время не хочет пренебрегать взаимовыгодным сотрудничеством с Москвой. Поэтому, возможно, и появляются противоречащие друг другу заявления представителей власти Сербии относительно «Турецкого потока». При этом, поскольку страна не является членом ЕС, она более свободна в выборе партнёров, нежели та же Болгария (из-за которой формально и было принято решение о закрытии «Южного потока»), и со стороны Евросоюза рычагов воздействия на неё гораздо меньше.

Напомним, летом 2014 г., после того как Еврокомиссия прислала свои замечания по проекту, правительство Болгарии временно прекратило работу над «Южным потоком». Брюссель тогда заявил, что страна при строительстве данной магистрали нарушает европейское законодательство (в частности, во время проведения тендеров на сооружение газопровода). ЕК полагала, что российские и болгарские компании получили привилегии.

Аналогичным образом складываются дела и в третьей стране на европейском

маршруте «Турецкого потока». Как было указано выше, в начале апреля Македония в лице своего министра иностранных дел выразила поддержку реализации «Турецкого потока». Но в конце мая премьер-министр Н. Груевский заявил, что республика может поучаствовать в проекте только при одном условии: «Наша позиция в том, что, когда Брюссель и Москва достигнут соглашения по этому проекту, мы будем в нём участвовать. Мы – страна, которая нацелена на участие в Евроатлантическом сообществе, и при принятии решений, имеющих стратегическое значение, руководствуясь этой целью»¹².

Не очень понятно, какого рода соглашения между РФ и ЕС по «Турецкому потоку» ожидает премьер-министр Македонии. Но очевидно, что, поскольку «географическое положение, открывающее ворота трёх континентов, сделало Балканы постоянной целью великих держав»¹³, переговоры по европейскому продолжению «Турецкого потока» здесь не будут простыми.

МЕЖДУ ПЕССИМИЗМОМ И ОПТИМИЗМОМ

Напомним, основной задачей «Турецкого потока» является решение проблемы транзита российского газа в обход территории Украины. Поскольку действующий транзитный договор заканчивается в конце 2019 г., то и временным ориентиром для «Газпрома» при выборе сценария решения проблемы является 2020 г.

Следующими по значимости элементами уравнения будут максимальная загрузка четырёх ниток «Турецкого потока» (общей мощностью 63 млрд м³) и доведение газа до конечных потребителей (точек передачи права собственности на газ в действующих контрактах).

На наш взгляд, можно обеспечить два граничных сценария – пессимистичный и оптимистичный (см. рис).

Пессимистичный сценарий предполагает прокладку одной нитки «Турецкого потока», предназначенной для удовлетворения рынка Турции путём снятия этих объёмов с Трансбалканского направления (общим контрактным объёмом 14 млрд м³). При незначительных

⁹ Теоретически есть вариант строительства ответвления на Серию от Nabucco-West.

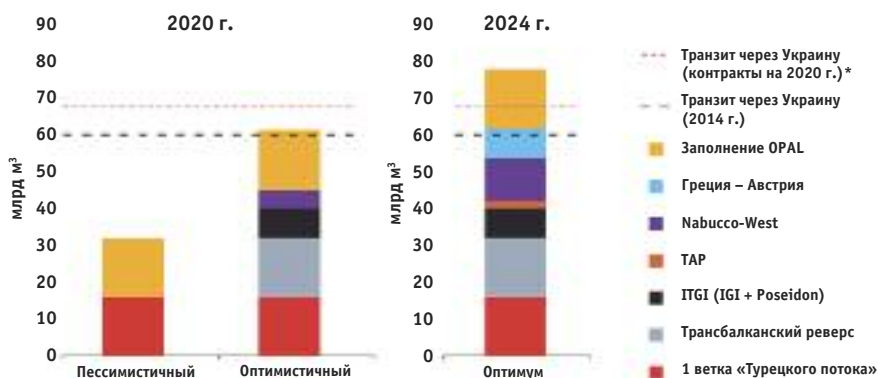
¹⁰ «Газпром» заявляет о мощности в 47 млрд м³, однако, на наш взгляд, с учётом наличия альтернативных вариантов и риска получения изъятий из правил об обязательном доступе третьих сторон только на 50% мощности, базовая пропускная способность трубопровода Греция – Австрия должна составить 16 млрд м³.

¹¹ Из интервью президента Сербии «Интерфаксу» 8 мая 2015 г. <http://www.interfax.ru/440662>

¹² Из интервью премьер-министра Македонии информационному portalу Press24 27 мая 2015 г. – цитата приводится по <http://www.interfax.ru/business/444036>

¹³ Цитата М. Скакуна приводится из статьи П. Искандерова «Балканы: прошлое, настоящее и будущее» для сайта «Перспективы» <http://www.perspektivy.info/print.php?ID=56918>

Рис. 2. Сценарии решения «проблемы-2020» и оптимальный вариант реализации «Турецкого потока»



* Учтены текущие контрактные обязательства «Газпрома» перед «укаинозависимыми» странами с учётом продления истекающих до 2020 г. контрактов и с сохранением нынешней пропорции в направлениях поставок газа (то есть доля украинского транзита в поставках в страну зафиксирована на уровне 2014 г.)

Источники: VYGON Consulting.

инвестициях в расширение существующей инфраструктуры возможны поставки газа в Грецию и Болгарию (переориентация транзитных поставок по Трансбалканскому газопроводу).

В рамках данного сценария предполагается получение разрешения на 100-процентное заполнение газопровода OPAL (рост поставок на 16 млрд м³) и увеличение пропускной способности пункта Ланзгот. Это обеспечит расширение объёмов перекачки газа из Чехии в Словакию с 25 млрд м³ до 50 млрд м³ в год¹⁴.

При снятии ограничений на использование 50% мощности OPAL газовые потоки развернутся от Германии в сторону Чехии и Словакии. И благодаря этому дополнительные объёмы российского «голубого топлива», перекачиваемого по «Северному потоку», достигнут Баумгартена и далее Италии, а также Венгрии, Словении и Сербии. Кроме того, за счёт расширения Ланзгота дополнительных мощностей может хватить и для реверсных поставок российского газа на Украину.

При пессимистичном сценарии будет существовать потребность в заключении нового транзитного договора с Украиной на прокачку газа объёмом от 28 млрд м³ (при сохранении масштабов поставок российского газа в Европу на уровне 2014 г.) до 36 млрд м³ в год (при 100-процентном отборе газа европей-

скими странами в рамках действующих на сегодня контрактов с условием их продления до 2020 г.).

Оптимистичный сценарий помимо описанных выше опций включает реверс Трансбалканского газопровода, который позволит осуществлять поставки газа в Молдавию, Румынию, Болгарию, Грецию и Македонию в объёме от 7,6 млрд м³ (соответствует поставкам в 2014 г.) до 13 млрд м³ (контрактные обязательства «Газпрома» перед этими странами). Кроме того, предполагается сооружение газопровода ITGI мощностью 8 млрд м³ с возможностью его 100-процентного заполнения российским газом. Также может быть построен трубопровод Nabucco-West начальной пропускной способностью 10 млрд м³, в котором «Газпром» может получить половину мощностей.

Однако реализация оптимистичного сценария не решает в полной мере задачи доведения всех объёмов газа до зафиксированных сегодня в контрактах точек сдачи. Порядка 10 млрд м³ не смогут быть доставлены покупателям из Австрии, Словении, Сербии и Боснии.

Таким образом, даже при оптимистичном сценарии к 2020 г. «Газпрому» посредством строительства трёх ниток «Турецкого потока» не удастся полностью решить проблему доставки газа до конечного потребителя. Дело в том, что вторая ветка «Турецкого потока», предназначенная для реверса Трансбалканского газопровода, не будет полностью загружена¹⁵, так как в странах его маршрута нет такого спроса на газ. А из-за не-

хватки мощностей европейской трансграничной инфраструктуры будет невозможно осуществлять поставки нашего реверсного газа через Румынию далее на юго-запад.

Оптимальным же, на наш взгляд, вариантом, реализация которого возможна после 2020 г., является сценарий «оптимум 2024» (см. рис.). Он позволяет осуществить строительство четырёх ниток «Турецкого потока» и обеспечить резерв обходных свободных мощностей на случай, если «Газпром» со временем будет вынужден уступить часть мощностей OPAL другому поставщику.

Четырёхлетняя отсрочка, предусмотренная данным вариантом, позволяет получить 2 млрд м³ в рамках второй фазы строительства газопровода TAP. Появится также возможность нарастить мощности Nabucco до максимально планируемых (и, следовательно, увеличить свои объёмы прокачки) – 23 млрд м³. Будет реализован и первый этап проекта по сооружению газопровода Греция – Австрия (правда, с условием получения только 50% мощностей).

Прошло чуть более полугода с момента появления «Турецкого потока». И даже несмотря на то что он во многом стал преемником «Южного потока», пока существует огромное количество факторов неопределённости. И пока рано с уверенностью говорить о том, какой будет его наземная конфигурация во времени и пространстве. Взятый «Газпромом» курс на инициацию переговоров по европейскому продолжению «Турецкого потока» (в частности, переговоры с Грецией о создании европейско-российского консорциума по строительству газопровода на территории страны) – шаг в верном направлении. За ним должны последовать переговоры с компаниями-участниками консорциумов «замороженных» проектов Южного газового коридора.

В ближайшие год-два станет ясно, насколько реализуем наш оптимистичный сценарий. Поэтому к 2019 г. «Газпром» подойдёт с чётким пониманием того, на какой срок и объём он будет подписывать следующий транзитный договор с Украиной. Согласно нашим оценкам, срок его действия может составить до 4 лет, при этом объём транзита будет резко снижен и Россия вряд ли согласится на условие «качай-или-плати».

¹⁴ С таким предложением в мае 2015 г. вышел оператор газотранспортной системы Словакии Eustream. Расширение системы может быть завершено в 2018 г. URL: http://www.eustream.sk/en_media/en_news

¹⁵ Если только по нему не будут осуществляться поставки газа на Украину.

ОТКРЫТА
ЭЛЕКТРОННАЯ
РЕГИСТРАЦИЯ



ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

IX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

**9-11 СЕНТЯБРЯ
САМАРА**

тел.: (846) 207-11-38
www.expo-volga.ru



РЕКЛАМА



Правильный поворот на Восток

Развитие сотрудничества с КНР в газовой сфере является не следствием западных санкций, а результатом продуманной долгосрочной государственной политики



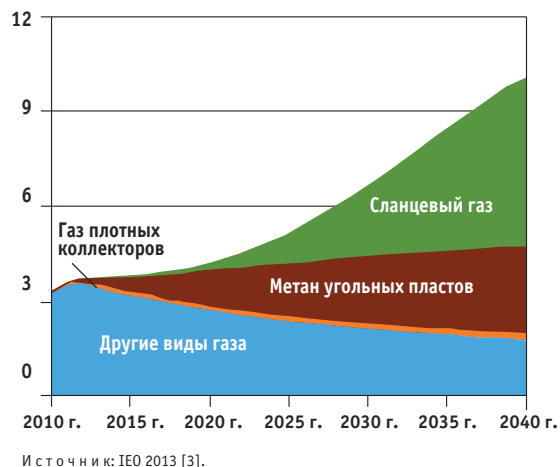
Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик РАЕН,
руководитель Аналитического центра энергетической политики
и безопасности – заместитель директора ИПНГ РАН,
член совета директоров Института энергетической стратегии;
Светлана СИДОРЕНКО,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
учёный секретарь ИПНГ РАН;
Виктор КОВТУН,
руководитель Представительства ОАО «Газпром» в КНР

Станет ли Китай одним из крупнейших импортёров природного газа или огромные сланцевые ресурсы позволят ему повторить путь США к газовому самообеспечению – дискуссии на эту тему идут уже не один год. Особенно они активизировались в мае прошлого года, после того как был подписан контракт сроком на 30 лет, предусматривающий экспорт из России в Китай 38 млрд м³ газа в год¹, и было заявлено, что стороны продолжают переговоры о дополнительных поставках.

Многие критики этого контракта, в том числе зарубежные, ставят под сомнение саму готовность Китая импортировать из России значительные объёмы газа. Основной их довод – в стране начнёт активно развиваться собственная добыча сланцевого газа и наращиваться импорт из других стран (и СПГ, и трубопроводного газа из государств Центральной Азии). В качестве обоснования подобной точки зрения приводятся соответствующие прогнозы Управления энергетической информации США (EIA) (см. рис. 1) и Международного энергетического агентства (см. рис. 2). Кроме того, EIA утверждает, что КНР располагает самими крупными в мире технически извлекаемыми ресурсами сланцевого газа (1115 трлн ф³, или 15% всех подобных ресурсов в мире [2]).

После подписания этого контракта председатель правления ОАО «Газпром» А. Б. Миллер отметил: «Россия и Китай подписали самый крупный контракт на поставку газа за всю историю СССР и «Газпрома» – более 1 трлн м³ за всё время действия соглашения» [1].

Рис. 1. Результаты и прогноз добычи природного газа в Китае, 2010–2040 гг., трлн ф³



Рождение нового лидера

В принципе в том, что КНР потребует много газа, сомнений практически ни у кого нет. Китай уже сейчас является крупнейшим в мире потребителем топлива и энергии², а в 2014 г., по оценкам Международного валютного фонда, он обошёл США и по объёму ВВП (по паритету покупательной способности – ППС: 17,6 и 17,4 трлн долларов, соответственно)³ [7]. По официальным прогнозам США, уже к 2020 г. КНР превзойдёт Соединённые Штаты по производству ВВП и в текущих ценах (по обменному курсу валют): 18,18 и 16,75 трлн долларов соответственно (в ценах 2005 г.) [8]. А уже к 2040 г. ВВП Китая превысит ВВП США в 1,68 раза (44,89 и 26,67 трлн долларов соответственно в базовом сценарии прогноза), составив 22,4% мирового [8].

Стремительно растёт в Китае и потребление газа (см. рис. 3). В 2000 г. оно составляло 24 млрд м³, в 2010 г. – уже 107 млрд, а в 2013 г. – 167,6 млрд. При этом если в 2000 г. весь потребляемый в стране газ в ней же и добывался, то в 2010 г. объём импорта составил 16,6 млрд м³ (13 – СПГ, и 3,6 – трубопровод-

Рис. 2. МЭА: прогноз производства природного газа в Китае

Прогноз объёмов и структуры добычи газа по основным газодобывающим странам в соответствии со сценарием Golden Rules Case, млрд м³



Прогноз баланса природного газа в Китае до 2035 г. в соответствии со сценарием Golden Rules Case

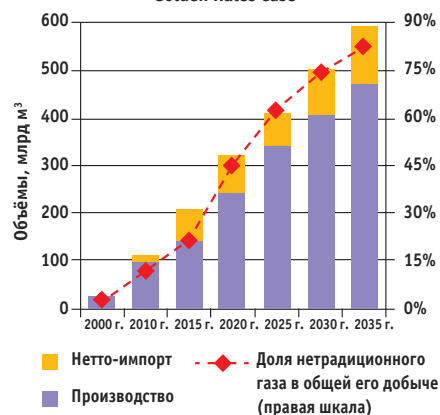
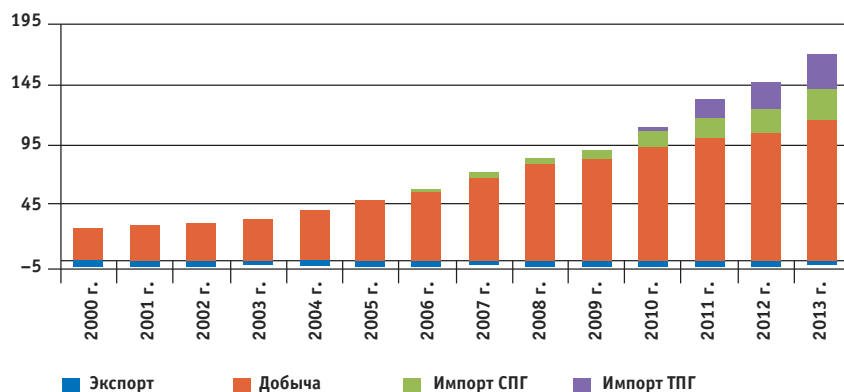
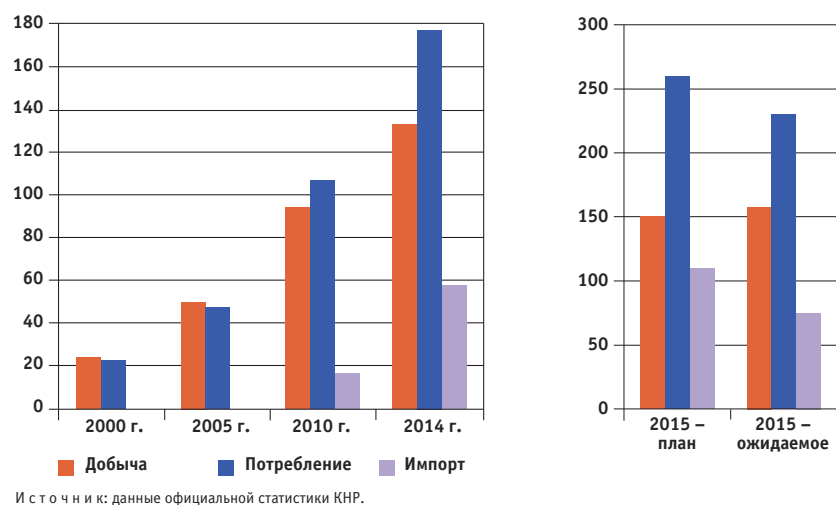


Рис. 3. Добыча, импорт, экспорт и потребление газа в Китае в 2000–2013 гг., млрд м³



² По оценкам МЭА, на первое место в мире по потреблению топлива и энергии Китай вышел ещё в 2009 г. (2271 млн т в нефтяном эквиваленте против 2160 млн т в США) [5], а в 2013 г. объём его энергопотребления составил уже 2852,4 млн т н. э. (против 2265,8 млн т н. э. в США) [6].

³ Отметим, что ещё в 2005 г. экономика Китая составляла менее половины от американской (по ППС), а в 2014 г. доля КНР в мировой экономике достигла 16,48% (против 16,28% у США). Что же касается оценки китайского ВВП в текущих ценах по обменному курсу валют то, по данным МВФ, в 2014 г. он составил 10,36 трлн долларов, тогда как ВВП США – 17,42 трлн [7].

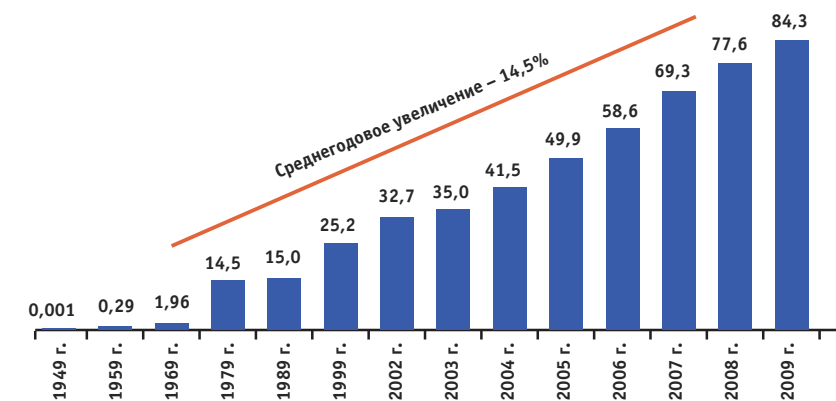
Рис. 4. Основные показатели развития газовой отрасли в Китае, млрд м³

ный), а в 2013 г. – 53 млрд м³ (25 и 28 млрд соответственно).

В 2014 г., по данным Государственного комитета по развитию и реформам (ГКРР) КНР, потребление природного газа достигло 178,6 млрд м³, а его добыча из традиционных источников – 127,9 млрд м³. Кроме того, было произведено 5,7 млрд м³ так называемого нетрадиционного газа (1,3 млрд сланцевого, 3,6 млрд метана угольных пластов и 0,82 млрд синтетического метана из углей)⁴. Тем самым суммарное производство газа в стране достигло 133,6 млрд м³ (см. рис. 4).

При этом импорт газа, согласно данным Главного таможенного управления КНР, возрос до 42,9 млн т (59,6 млрд м³). Крупнейшим его поставщиком являлся Туркменистан (49,4 %), за ним следовали Катар (11,2%) и Австралия (9,3%). С учетом того, что Китай экспортировал 1,9 млн т (2,6 млрд м³) в Гонконг и Макао, величина чистого импорта составила 41 млн т (57 млрд м³)⁵.

Следует также подчеркнуть, что динамичное развитие добычи газа в Китае началось только в XXI веке (см. рис. 5). Ещё в 2000 г. здесь было добыто всего 24,5 млрд м³, тогда как в 2008 г. объём

Рис. 5. Рост добычи природного газа в Китае в 1949–2009 гг., млрд м³

Источник: [10].

Табл. 1. Динамика потребления газа в Китае и доля газа в суммарном энергопотреблении страны

	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.
Объём потребления газа, млрд м³/год	0,9	3,7	9,7	13,0	12,8	14,7	16,6	24,0
Доля газа в суммарном энергопотреблении страны, %	0,4	1,4	2,6	2,8	2,1	2,0	1,9	2,5

Источник: [11].

производства уже превысил 77 млрд м³, а в 2013 г. составил 117,7 млрд м³.

Потребление газа росло ещё более высокими темпами, чем его добыча, увеличившись с 27,4 млрд м³ в 2001 г. до 109 млрд в 2010 г. (среднегодовая динамика за этот период – 16,1%), поскольку с 2006 г. Китай стал чистым импортёром данного энергоносителя. Тем самым по этому показателю КНР уже в 2010 г. заняла четвёртое место в

мире (после США, России и Ирана), а доля газа в энергобалансе страны достигла 4%. В том же 2010 г. его потребление в городских агломерациях впервые превзошло объёмы использования СУГ [9].

Динамика потребления газа в Китае и его доля в энергобалансе страны в период до 2000 г. показаны в табл. 1.

Превратившись в крупного импортёра нефти и газа, Китай стал всё больше и больше внимания уделять вопросам диверсификации источников поставок энергоресурсов, рассматривая её как важнейший элемент национальной энергетической безопасности⁶. Увеличилось число долгосрочных контрактов на закупку сырья, активизировалось строительство трансграничных трубопроводов. Основные маршруты

поставок нефти и газа показаны на рис. 6, а формируемая сеть магистральных газопроводов (по состоянию на 2014 г.) – на рис. 7.

⁶ Как отмечает М. С. Скрябина (Центр исследований Восточной Азии и ШОС МГИМО (У) МИД России), обеспечение энергетической безопасности Китая всё чаще рассматривается как неотъемлемая часть национальной безопасности и фактор сохранения темпов экономического развития. С другой стороны, в последнее время энергобезопасность всё больше связывается с проблемами окружающей среды [12].

⁴ По принятой в Китае классификации сланцевый газ и метан угольных пластов (МУП) рассматриваются как отдельные виды полезных ископаемых, их добыча учитывается отдельно от добычи газа традиционных типов. Данные об их производстве публикует Министерство земельных и природных ресурсов КНР.

⁵ Согласно китайской практике, помимо экспорта газа, из объёма его потребления исключается чистый объём хранения, представляющий собой разницу в объёмах газа, хранящихся в ПХГ и на терминалах СПГ по состоянию на начало и на конец года.

Рис. 6. Китай: маршруты импорта нефти и газа



Источник: [13].

Сланцевые миражи рассеиваются?

Ближайшие перспективы газовой отрасли определены Государственным планом Китая на 12-ю пятилетку (2011–2015 гг.) и входящими в его состав документами (отраслевыми программами развития энергетики). Согласно этим материалам, к 2015 г. общее потребление природного газа в Китае должно было достичь 260 млрд м³, доля газа в структуре энергопотребления превысить 8%.

При этом собственную добычу намечалось довести до 150 млрд м³, из которых 6,5 млрд м³ – сланцевый газ и 10 млрд м³ – метан угольных пластов (МУП). Импорт газа из Центральной Азии и Мьянмы предусматривался в объёме 66 млрд м³, а СПГ из Австралии, Катара и Индонезии – 43 млрд м³. В результате зависимость Китая от импорта газа должна была составить к концу 12-й пятилетки около 40%. Ещё более амбициозные прогнозы по поставкам центральноазиатского газа были у КННК (80 млрд м³ в год, что эквивалентно около 30% общего спроса в Китае).

Эти планы в основном выполняются, хотя и не в полном объёме. Согласно последним корректировкам «Плана развития газовой отрасли КНР в 12-й пятилетке», добыча природного газа традиционного типа в 2015 г. должна увеличиться до 138,5 млрд м³, потребление – до 230 млрд м³. По оценкам специалистов Представительства ОАО «Газпром» в КНР, основной прирост потребления до конца

пятилетки будет достигнут за счёт импорта – ввода в эксплуатацию газопровода Запад – Восток-3 мощностью 30 млрд м³ в год. Западная часть газопровода уже действует, восточный и центральный участки будут завершены в текущем году. Запад – Восток-3 позволит увеличить импорт газа из Средней Азии на 25 млрд м³ в год. К концу 2015 г. суммарные действующие мощности по поставкам трубопроводного газа в КНР составят 67 млрд м³ (55 млрд м³ – три нитки газотранспортной системы Средняя Азия – Китай и 12 млрд м³ – газопровод Мьянма – Китай).

Вырастет и импорт СПГ (см. рис. 8). В настоящее время действуют 12 терминалов по его приёмке суммарной номинальной мощностью порядка 35 млн т в год. До конца пятилетки, то есть в этом году, будут введены в эксплуатацию ещё 4 терминала (11,5 млн т в год).

Тем не менее Китай по-прежнему продолжит потреблять очень мало газа – по-

Рис. 7. Газовая промышленность Китая в 2014 г.

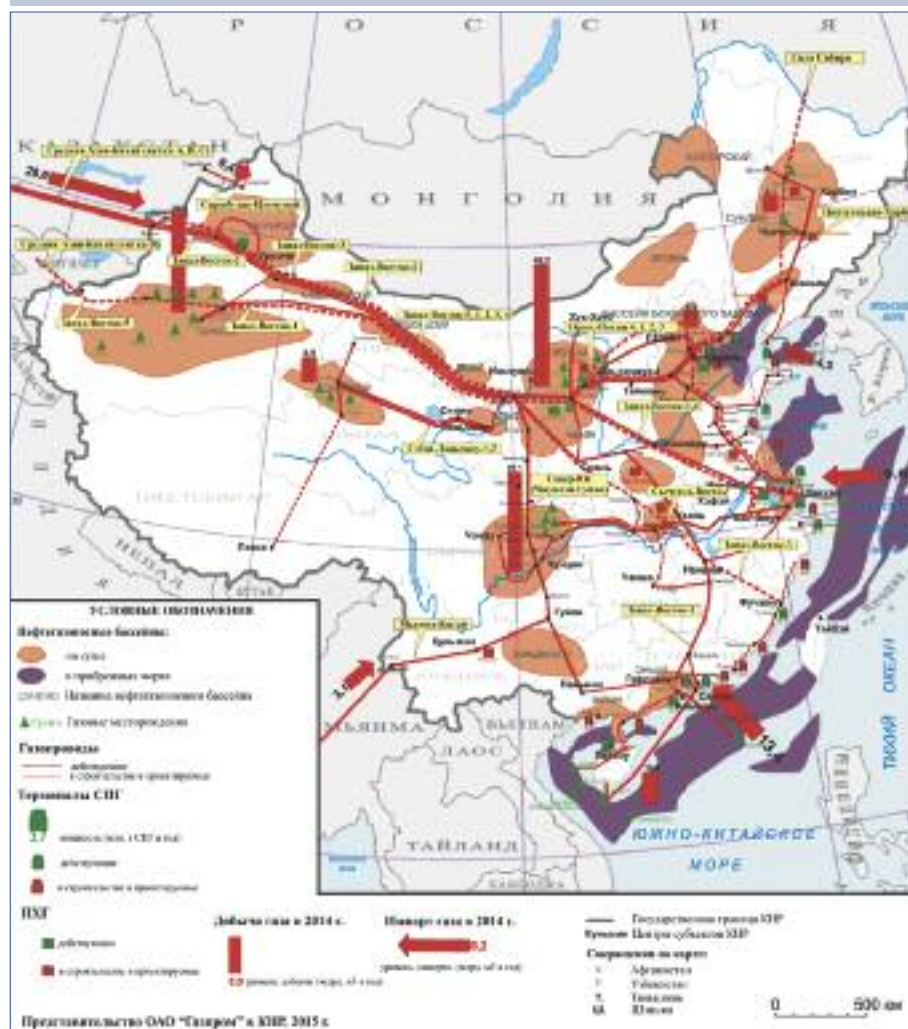
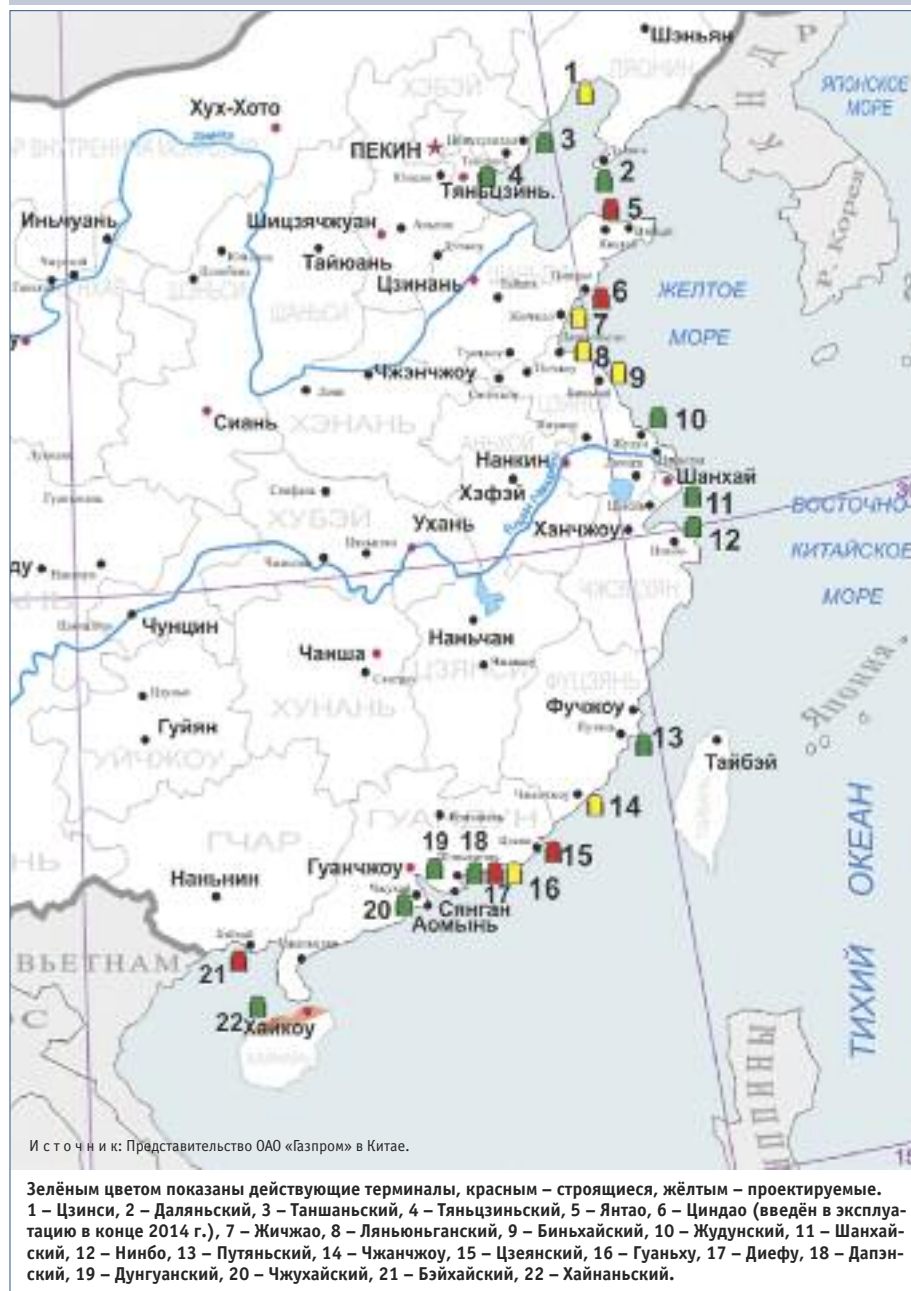


Рис. 8. Терминалы для импорта СПГ в Китае



рядка 6,7–6,9% от суммарного энергопотребления в стране (в 2015 г.). При этом сам суммарный спрос на топливо и энергию растёт высокими темпами (за 2011–2015 гг., по оценкам Института энергетических исследований Комитета по развитию и реформам КНР, на 4,7%).

Что касается развития добычи нетрадиционного газа, прежде всего сланцевого и МУП, то Китай действительно прилагает значительные усилия в этой области. Тем более что сырьевая база такого газа в стране весьма значительна. Перспективные ресурсы МУП достигают 36 трлн м³, извлекаемые – около 10 трлн м³. По пред-

варительным оценкам, около 30 трлн м³ составляют ресурсы сланцевого газа⁷. Основная их доля сосредоточена в семи бассейнах (см. рис. 9).

Ещё пять лет назад ожидалось, что успехи в этой области будут весьма значительными (см. табл. 2)⁸. Однако до настоящего времени особых результатов не видно. Так, добыча сланцевого

газа в 2012 г. составила всего 50 млн м³, в 2013 г. – 200 млн м³. В 2014 г. она выросла до 1,2 млрд м³. Из них основную часть произвела компания Sinopec (1,1 млрд м³), тогда как добыча КННК составила всего 0,1 млрд м³ [16]. Эти две компании являются в настоящее время основными «игроками на поле сланцевого газа», реализуя три крупных «образцовых» проекта на территории бассейна Сычуань – Фулин (Sinopec), Чаннин-Вэйюань (КННК) и Фушунь-Юнчуань (КННК совместно с Shell).

Причём Sinopec в последнее время проявляет в этой сфере наибольшую активность, что связано с поиском компанией ниши на газовом рынке КНР. Как объясняют сами китайские специалисты, в добыче традиционного газа доминирует КННК, и у Sinopec нет возможности изменить эту ситуацию. Импорт трубопроводного газа сконцентрирован также в КННК. В сфере поставок СПГ ведущую роль играет CNOOC, у Sinopec только в 2014 г. появился первый терминал в г. Циндао. В этой ситуации она пытается стать лидером в области сланцевого газа благодаря открытию месторождения Фулин (Fuling), разведанные запасы которого оцениваются в 107 млрд м³. Коммерческая добыча на Фулин началась в марте 2014 г. А к концу ноября 2014 г. здесь было завершено бурением 120 скважин, на 49 из которых провели ГРП [16].

Отметим также, что стоимость строительства одной скважины на месторождении Фулин оценивается в 70–80 млн юаней (11–13 млн долларов), а произведённый здесь сланцевый газ продаётся потребителю по 2,48 юаня (0,4 доллара) за 1 м³, что обеспечивает Sinopec внутреннюю норму доходности (IRR) 11–13% [17].

При этом государственные субсидии на добычу сланцевого газа, которые составляли 0,4 юаня (0,06 доллара) за 1 м³, в апреле 2014 г. уменьшены до 0,3 юаня/м³, и планируется их дальнейшее снижение. Правда, Госсовет КНР, объявив сланцевый газ одним из «столпов индустрии», принял решение и о других видах его государственной поддержки, включая налоговые льготы [17].

Медленно растёт и добыча МУП. В 2010 г. она составила 1,5 млрд м³, в 2011 г. – 2,3 млрд м³, в 2012 г. – 2,6 млрд м³, в 2013-м и 2014-м – по 3 млрд м³.

В августе 2014 г. Государственное энергетическое управление КНР сообщило о снижении ориентира по добыче сланце-

⁷ По данным Управления энергетической информации США, как уже было отмечено в начале статьи, – 1115 трлн ф³, или 39,4 трлн м³.

⁸ По некоторым сведениям, именно в связи с этим Китай в 2012 г. прервал переговоры по поставкам газа из России по «западному маршруту» (проект «Алтай») [15].

вого газа на 2020 г. – теперь он составляет 30 млрд м³ вместо 60–100 млрд м³, как это было предусмотрено ранее тем же ведомством. Отметим, что, по оценкам специалистов информационной компании ICISC, издающей China Gas Market, объём добычи сланцевого газа в стране в 2015 г. «непредсказуем», но в 2020 г. он может составить 10–20 млрд м³.

Причины подобных переоценок банальны. По данным Представительства ОАО «Газпром» в Китае, в отраслевой прессе страны в последнее время много говорится о сложностях, возникающих при добыче сланцевого газа. Основными проблемами называются:

- более сложное геологическое строение и большая глубина залегания залежей сланцевого газа в Китае (по сравнению с США) и, следовательно, большие затраты на строительство скважин и добычу газа;

- отсутствие развитой газопроводной сети (добыча сланцевого газа находится на пределе рентабельности, дополнительные затраты на инфраструктуру ещё существенно ухудшают экономику проектов)⁹.

Поэтому нельзя исключать и того, что может повториться ситуация с метаном угольных пластов (после 20-летних усилий добыча в 2014 г., как уже было отмечено, составила только 3 млрд м³).

Несмотря на значительные средства, выделяемые на развитие газовой промышленности (МЭА оценивает суммарные инвестиции на эти цели за 2014–2035 гг. в 657 млрд долларов в ценах 2012 г., или в 11% всех вложений в энергетический сектор страны) [19], собственного производства газа будет всё-таки не хватать.

КРИЗИС МЕНЯЕТ ПЛАНЫ

В последнее время при развитии газового рынка Китая под влиянием целого ряда внешних и внутренних факторов (ос-

Рис. 9. Основные бассейны нетрадиционных ресурсов газа в Китае



Табл. 2. Оптимистичный прогноз объемов добычи природного газа в Китае в 2015–2030 гг., млрд м³

Вид газового ресурса	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Газ из плотных коллекторов	50	100	150
Сланцевый газ	5	80	150
Метан угольных пластов	10	50	80
Газ из традиционных источников	80	120	170
Общий объем добычи газа	145	350	550

Источник: [14].

новными среди которых являются замедление темпов роста экономики страны, реформа внутренних цен на газ и обвал нефтяных котировок)¹⁰ появились некоторые новые тенденции, полное осмысление которых ещё предстоит сделать.

Одним из следствий этих новых тенденций стал определенный пересмотр (в сторону снижения) ряда важнейших показателей газовой отрасли страны на ближайшую перспективу, сделанный на корпоративном уровне. В апреле 2014 г. правительство КНР прогнозировало, что в 2020 г. объём потребления газа составит 400–420 млрд м³ (Постановление Госсовета «О повышении эффективности поставок природного газа от 14 апреля 2014 года № 16»). Но уже весной 2015-

¹⁰ В 2014 г. рост ВВП в Китае сократился до 7,3%, по итогам первого квартала произошло его дальнейшее уменьшение – до 7%. Ожидается, что к 2030 г. прирост экономики уменьшится до 5%. Реформа ценообразования (о ней будет сказано ниже) привела к резкому повышению цен на природный газ. Рынок не смог быстро приспособиться к этому заметному снижению темпов роста потребления, ухудшению среднесрочных прогнозов, что выразилось в сокращении спроса, особенно в промышленности. Дополнительные проблемы создало и падение мировых цен на нефть, которое привело к уменьшению цен на альтернативные природному газу энергоносители, такие как СУГ и мазут. Это снизило конкурентоспособность природного газа и привело к тому, что некоторые потребители стали отказываться от его использования.

го китайские нефтегазовые компании дали свои оценки развитию ситуации. В частности, в марте 2015 г. был озвучен прогноз, подготовленный Институтом экономики и технологий КННК (см. рис.10)¹¹, согласно которому спрос на природный газ в стране в 2020 году составит только 269–334 млрд м³. Но насколько оправданы подобные прогнозы, сделанные заинтересованными «игроками»?

На рис. 10 видно, что в 2015 г. КННК ожидает потребления газа в стране на уровне 190–213 млрд м³ (наиболее вероятное значение – 201,3 млрд м³). Результаты первого квартала (50,2 млрд м³) подтверждают этот прогноз. Между тем, как уже было отмечено выше, согласно скорректированному плану на 12-ю пятилетку объёмы использования газа в 2015 г. должны были достичь 230 млрд м³.

Сами китайские специалисты считают, что изменившаяся ситуация имеет временный, переходный характер. Газовая промышленность и газовый рынок КНР должны адаптироваться к изменившимся условиям, что потребует некоторого времени. Поэтому на более отдалённую перспективу прогнозы роста потребления остаются по-прежнему высокими (см. рис.10).

Для российского газа МЕСТО ЕСТЬ

На сегодняшний день Китай заключил следующие контракты на поставку трубопроводного газа:

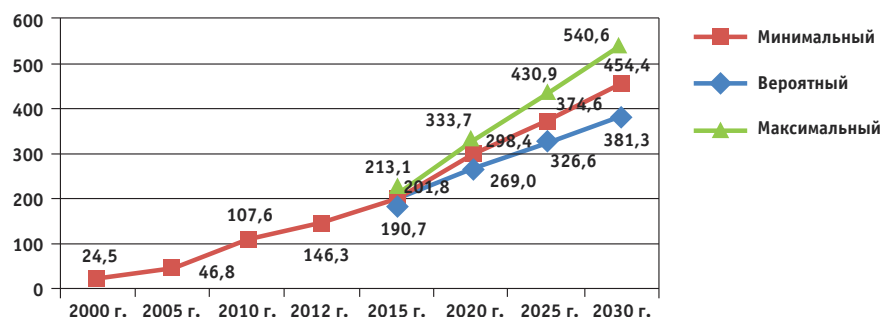
- с Туркменистаном на 65 млрд м³ в год (соглашение на 30 млрд м³ подписано в 2007 г.; ещё на 10 млрд м³ в 2009 г. и на 25 млрд м³ в 2011 г.);
- с Узбекистаном на 12 млрд м³ в год;
- с Кыргызстаном на 10 млрд м³ в год;
- с Россией на 38 млрд м³ в год.

Кроме того, построен газопровод Казахстан – Китай мощностью 10 млрд м³ в год, основой ресурсной базы которого являются месторождения СП «КННК – Актобему-

⁹ По данным [18], в конце 2013 г. стало известно, что две китайские компании, CNPC и Sinopec, потеряли порядка 1 млрд долларов на бурении первых сланцевых скважин, при том, что работали на самой геологически привлекательной территории страны с самой развитой инфраструктурой.

¹¹ Этот прогноз озвучил представитель КННК Дуань Чжаофан, выступая на прошедшей в Пекине международной конференции по поставкам и торговле газом (The 2nd China International NG/CNG/LNG Distribution & Trading Conference – GDT 2015).

Рис. 10. Прогноз спроса на природный газ в Китае в 2015–2030 гг., млрд м³



Источник: Институт экономики и технологий CNPC.

Табл. 3. Долгосрочные контракты на поставку СПГ, заключённые китайскими компаниями

Компания-импортёр	Объём, млн т	Начало поставок	Срок поставки, лет	Поставщик
Китайская национальная морская нефтегазовая корпорация (CNOOC)	3,6	2014 г.	20	British Gas Group (проект Curtis Island, Австралия)
	5,0	2015 г.	20	British Gas Group (проект Curtis Island, Австралия)
	1,0	2010 г.		Total (из портфеля нераспределённых объёмов)
	1,0	2014 г.		Total (из портфеля нераспределённых объёмов)
	2,0	2009 г.		Qatargas (проект Qatargas-2)
	3,0	2013 г.		Qatargas
	2,0			Oman LNG (проект Qalhat)
	3,7	2006 г.		Australian LNG (Северо-Западный шельф Австралии)
	2,6	2009 г.	25	BP (проект Тангу, Индонезия)
	3,03	2009 г.	25	Petronas (проект Тига, Малайзия)
КННК	2,6	2013 г.	4	GDF Suez
	2,0		20	Shell (проект Горгон, шельф Австралии)
	2,25		20–25	ExxonMobil (проект Горгон, шельф Австралии)
	3,0	2011 г.	25	Qatargas и Shell (проект Qatargas-4)
Sinopec	2,0	до 2015 г.		Qatargas
	2,0			ExxonMobil (Панья-Новая Гвинея)
	4,3	2015 г.	20	Australia Pacific LNG Pty Ltd (APLNG)
	3,3	2016 г.	20	Australia Pacific LNG Pty Ltd (APLNG)

Источник: Представительство ОАО «Газпром» в Китае.

найгаз» (в первую очередь Жанажол). После ввода на Жанажол УКПГ-3 его добычные мощности достигли 8 млрд м³ в год.

Таким образом, законтрактованный объём поставок трубопроводного газа составляет 125 млрд м³ (по контрактам с Туркменистаном, Россией, Мьянмой и Узбекистаном). К ним можно добавить около 10 млрд м³, которые способен поставлять Казахстан, что даст в сумме 135 млрд м³. При этом импорт из Центральной Азии составит 85 млрд м³ (Туркменистан – 65, Узбекистан – 10, Казахстан – 10), что соответствует суммарной мощности четырёх ниток газопровода Средняя Азия – Китай (четвёртая нитка должна быть введена в строй в 2016 г.).

Общий объём соглашений на поставку СПГ – около 60 млн т (примерно 83 млрд м³). Основные из заключённых контрактов приведены в табл. 3.

Следует особо отметить, что целевыми рынками для газа, поставляемого из России по так называемому восточному маршруту (теперь это ГТС «Сила Сибири»), в Китае традиционно считали два района. Это Северо-Восток – провинции Хэйлунцзян, Цилинь (Гири), Ляонин и Бохайский район – провинции Хэбэй, Шаньдун и города центрального подчинения – Пекин и Тяньцзинь (см. рис. 11).

Потребность в газе этих двух районов, обеспечивающих производство свыше четверти ВВП КНР, в 2015 г., по оценке специалистов КННК, должна составить порядка 19% общекитайской (4,6% и 14% соответственно), а к 2030 г. превысить 21% (5,3 и 16% соответственно) [20] (см. рис. 12). В более поздних прогнозах эти цифры ещё выше: 24% в уже в 2020 г. (9% и 15% соответственно) [21].

Основной причиной подобного расширения спроса на газ – как в этих районах, так и в Китае в целом – являются экологические факторы, прежде всего резкий рост загрязнения воздушного бассейна в результате продолжающейся индустриализации и урбанизации при преобладании угольной энергогенерации и быстрого увеличения количества автомобилей. И выходом из такой ситуации может быть именно рост потребления природного газа.

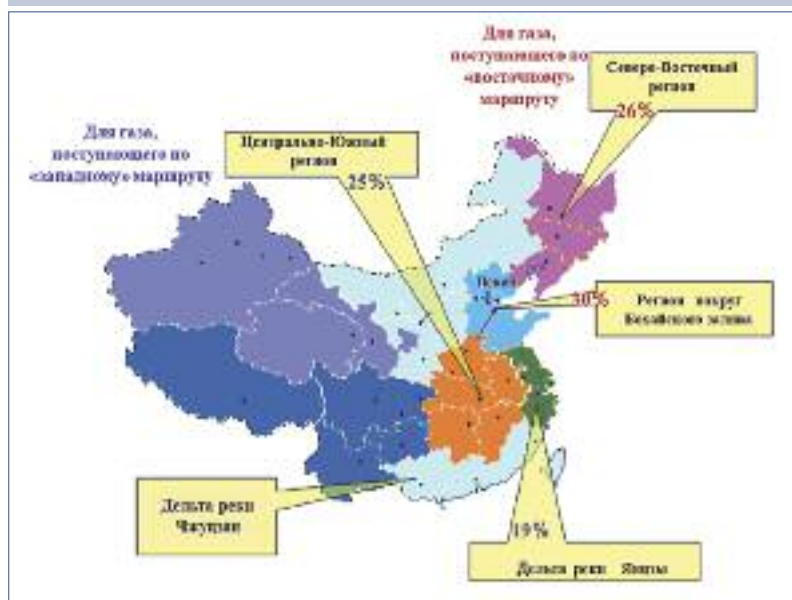
К НОВОЙ МОДЕЛИ РЫНКА

Одной из важнейших предпосылок, сделавших реальным подписание соглашения по «восточному» маршруту и создавших базу для заключения новых контрактов, стала реформа цен на природный газ в Китае. Существеннейшие элементы этой реформы – постановления ГКРР КНР от 26 декабря 2011 г. «О проведении эксперимента по реформированию механизма ценообразования на природный газ в провинции Гуандун и Гуанси-Чжуанском автономном районе» и от 28 июня 2013 г. «О регулировании цен на природный газ».

Первым постановлением определены принципы системы ценообразования на природный газ в Китае. Был обозначен «центральный рынок» – пункт, к которому привязываются цены на газ во всех других районах страны, своего рода аналог «Генри хаба» в США. В качестве «центрального» был выбран газовый рынок Шанхая – крупнейшего экономического центра КНР. Большую роль в этом выборе сыграло то, что в Шанхае сходятся несколько крупнейших потоков газа (см. рис. 13) – сырьё, добываемое в КНР в Таримском (газопровод Запад – Восток-1), Сычуаньском бассейнах (газопровод Сычуань – Восток), на шельфе Восточно-Китайского моря, а также газ, импортируемый из-за рубежа в виде СПГ (поступает на Шанхайский терминал СПГ) и среднеазиатский газ (приходит в Шанхай по газопроводу Запад – Восток-2). Цена на «голубое топливо» на шанхайском рынке привязывается к корзине альтернативных энергоносителей (мазута и СУГ), цены на газ для других рынков Китая рассчитываются на основе шанхайской методом нетбека (обратного счёта) с учётом расстояний, транспортных тарифов и направлений основных газовых потоков.

Постановлением от 28 июня 2013 г. определён механизм перехода от прежних «социальных» цен к новым, привязанным

Рис. 11. Целевые рынки Китая для российского природного газа



к стоимости альтернативных энергоносителей. Для этого вводится система двойных цен. Весь потребляемый газ делится на две части – базовую и дополнительную. Базовая является фиксированной, она равна потреблению в 2012 г. Объёмы, превышающие уровень потребления 2012 г. (связанные с ростом добычи и увеличением импорта) относятся к дополнительной части.

Такая система позволит осуществить плавный переход – новые поставки будут тарифицироваться по ценам, привязанным к альтернативным энергоносителям, их вес продолжит постоянно расти, а средняя цена приблизится к рыночной.

С одной стороны, цены на дополнительные объёмы делают импорт газа прибыльным для китайских компаний-импортёров (до этого, например, КННК несла миллиардные убытки на поставках туркменского газа). С другой стороны, это позволяет «Газпрому» продавать газ в Китай по ценам, близким к тем, по которым он поставляется в Европу.

В 2014 г. цены на базовые объёмы газа были увеличены в среднем на 400 юаней/1 тыс. м³, что вдвое сократило разницу между ними и ценами на дополнительные объёмы.

Отмеченные выше изменения на газовом рынке Китая вынудили правитель-

Рис. 12. Распределение потребления газа по регионам Китая в 2015–2030 гг.



Источник: [9].

ство КНР провести в начале 2015 г. новую корректировку ценовой системы. Была, как и планировалось, ликвидирована система двойных цен, имевшая переходный характер. Однако если ранее намечалось увеличить базовые цены до уровня дополнительных, то осложнившаяся ситуация заставила снизить последние. Новая единая цена на 40 юаней/1 тыс. м³ превышает старые цены на базовые объёмы и на 400 юаней меньше цен на дополнительные объёмы, действовавших в 2014 г.

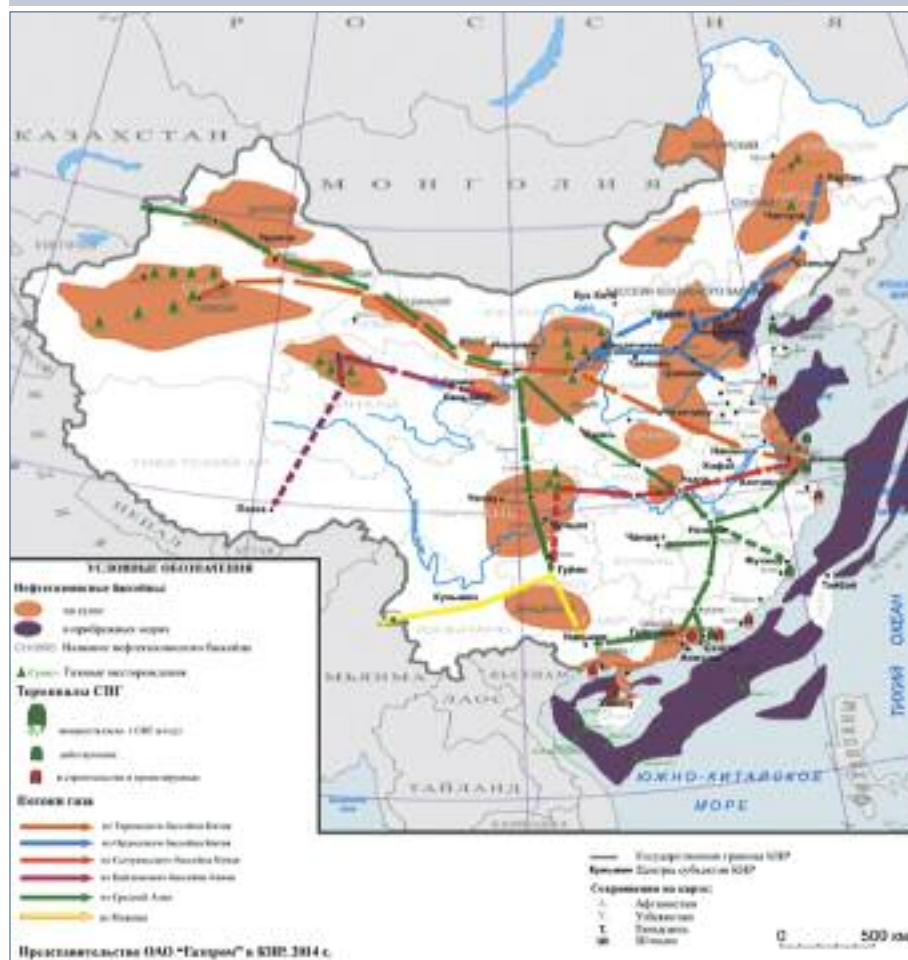
В связи с этим небезынтересно будет отметить, что переговоры и консульта-

ции о поставках российского газа в Китай (проекту «Алтай») по «западному» маршруту шли без малого десять лет. В ходе этих переговоров китайские специалисты живо интересовались условиями прохождения трассы газопровода по России – рельефом местности и грунтами, степенью заболоченности территории и количеством мостовых переходов, способами преодоления тех или иных препятствий и т. д. Китайцы тем самым учились у специалистов «Газпрома», но в ходе подобных встреч и переговоров к ним приходило понимание, что природный газ действительно не может быть дешёвым¹².

И вот теперь, когда газовый рынок Китая вступил в новую стадию своего развития, специалисты КННК «почти уверены», что второй 30-летний

¹² В начале 2000 годов, в ходе переговоров по так называемому Ковыктинскому проекту, китайские эксперты настаивали, чтобы цена на российский газ была ниже, чем цена на местный уголь на внутреннем рынке Китая. Доводы о том, что «цена на природный газ, добываемый с Ковыктинского месторождения, в принципе не может быть сопоставимой с ценой угля (за экологию надо и придётся платить, и это делают во всех странах, предпочитающих газ углю) и что газ всегда и везде дороже – в противном случае уголь бы никто не пользовался» долгое время не воспринимались. Так, ещё летом 2003 г., по данным информационного агентства Reuters, китайская сторона в лице чиновников и специалистов КННК предлагала цену за ковыктинский газ в два раза ниже той, на которой настаивала российская сторона [22].

Рис. 13. Основные газовые потоки на территории КНР



контракт с «Газпромом» о поставках по газопроводу «Алтай» будет подписан в 2015 г. Как заявил агентству «Интерфакс» представитель КННК Чжан Синь, «переговоры на этот раз идут очень успешно». И если 10 лет назад цена, предлагаемая Россией, была для Китая неподъемной, то с тех пор импортный газ стал для КНР доступнее и потребность в нём увеличилась, добавил он [15]. В целом же проведенные исследования показывают: при всех допустимых вариантах развития газовый рынок Китая, без условно, нуждается в российском газе.

ИНСТРУМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

После подписания газового контракта с Китаем многие СМИ и даже «серьезные» аналитики в своих комментариях оценили этот шаг чуть ли не как вынужденный для России в условиях нарастающих политических и экономических санкций. На самом деле, как уже неоднократно пришлось отмечать, всё, конечно, не так примитивно и не так однозначно [22-

25]. В частности, ещё в рамках разработки первой Энергетической стратегии России, осуществлявшейся специально созданной для этого Межведомственной комиссией под председательством министра топлива и энергетики Ю. К. Шафранника и принятой в 1995 г., мы пришли к выводу о необходимости диверсификации экспортных поставок. Одной из задач этой Энергостратегии было продвижение российских энергоресурсов на новые зарубежные рынки. Кстати, в последующих редакциях ЭС (2000 г., 2003-й и более поздние) данная задача была развёрнута и озвучена: «В целях поддержания энергетической и экономической безопасности Россия будет стремиться диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей (прежде всего в страны Северо-Восточной Азии) и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов».

Подчеркнём: точно так же, как Евросоюз, ратая за укрепление своей энергетической безопасности, справедливо выступает за диверсификацию источников снабжения энергоресурсами, Россия для обеспечения своей энергетической безопасности должна принимать все необходимые меры в целях диверсификации экспортных потоков энергоносителей. И в этом состоит основное значение и газового контракта с Китаем, и ГТС «Сила Сибири». Именно с этих позиций и надо оценивать их эффективность.

Но сделанное – только первый шаг, вслед за которым необходимо развитие ГТС «Сила Сибири» в направлении Хабаровск – Владивосток, а также строительство новых заводов по производству СПГ и активизация сотрудничества с другими странами АТР, прежде всего с Республикой Корея и Японией, как это и было предусмотрено Восточной газовой программой. Причём сотрудничество не только в плане поставок в названные страны российского природного газа, но и в плане активного привлечения как этих, так и других зарубежных партнёров к реализации Восточной газовой программы в целом.

Поскольку газовые ресурсы Востока России, как известно, имеют сложный компонентный состав, необходимо создать в регионе ряд крупных газоперерабатывающих комплексов и газохимических производств. Строительство ГТС «Сила Сибири», как основы будущей Единой системы газоснабжения Востока России, открывает возможности формирования в этом макрорегионе сразу двух систем нефтегазохимических кластеров – Восточно-Сибирской и Дальневосточной (см. рис. 14). Каждая из них будет представлять собой комплекс проектов по глубокой переработке нефти и газа и производству продуктов нефтегазохимии с достижением максимальной добавленной стоимости.

Проанализировав мировой опыт и ресурсные возможности региона, считаем возможным на базе успешного сочетания новых и уже освоенных технологий формирование в рамках Восточно-Сибирской системы Иркутского (Ангарско-Саянского), Северо-Иркутского и Красноярского (Богучанско-Канского) кластеров. В состав Дальневосточной системы нефтегазохимических кластеров могли бы войти Хабаровский, Амурский, Приморский и, возможно, Якутский кластеры. Основу каждого из них составят базовые крупнотоннажные

Рис. 14. ГТС «Сила Сибири», перспективы её развития и возможная схема формирования нефтегазохимических кластеров на Востоке России



нефтегазоперерабатывающие и нефтегазохимические производства. Они будут дополняться рядом крупных, средних и мелких предприятий, принадлежащих российскому и/или зарубежному капиталу, по производству отдельных видов готовой продукции и/или полуфабрикатов более высокого уровня передела. Интерес к созданию подобных предприятий проявляют многие зарубежные компании, в частности японские и корейские.

Благодаря внедрению принципиально новых высокотехнологичных газохимических процессов, создаваемых сейчас многими коллективами отечественных разработчиков, нефтегазохимия может открыть перед отечественной газовой отраслью новые перспективы. Она способна сыграть огромную роль как в экономическом развитии России, так и в преодолении различных санкций, если такая практика будет продолжена нашими западными партнёрами.

Для решения этих проблем и обеспечения перехода к ресурсно-инновационному развитию российской экономики необходимо создать эффективные условия привлечения финансовых ресурсов к реализации инновационных проектов. Это можно сделать через налоговые освобождения и льготные кредиты, а также за счёт включения в себестоимость затрат на инновации с повышаю-

щим коэффициентом. Льготные условия будут способствовать концентрации ресурсов по целевым научно-техническим направлениям и проектам и в итоге – разработке и освоению комплексных технологий.

Это тем более необходимо в условиях, когда серьёзнейшей проблемой современной научно-технической комплекса страны остаётся его систематическое недофинансирование. Представители и бизнес-сообщества, и академической и отраслевой науки неоднократно предлагали методы решения этой задачи. Необходимо незамедлительно отказаться от «остаточного принципа» государственного финансирования науки, придав ей статус защищённой строки бюджета. Требуется также разработать и реализовать механизмы поддержки организаций, аккумулирующих и направляющих финансовые ресурсы в высокорисковые инновационные проекты начиная с ранних стадий разработки.

Без этого достижение стратегической цели – превращение газовой промышленности России из сырьевого комплекса в отрасль с широким спектром производимой продукции более высоких технологических переделов с целью не только увеличить долю добавленной стоимости, но и расширить экспортные возможности – представляется более чем проблематичным.

Литература

1. Колонка Алексея Миллера. 21 мая 2014 г. URL: <http://www.gazprom.ru/press/miller-journal/2014/>
2. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration. June 2013. 730 p.
3. International Energy Outlook 2013. US Energy Information Administration. July 2013. 312 p. URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
4. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. OECD/IEA, 2012.
5. World Energy Outlook 2011. – OECD/IEA, 2011.
6. BP Statistical Review of World Energy. June 2014.
7. Китайская экономика официально стала крупнейшей в мире. URL: <http://top.rbc.ru/economics/08/10/2014/5434f48dcbb20faeeafe2a0a>
8. Annual Energy Outlook 2014. With Projections to 2040. September 2014. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.
9. Мастепанов А., Ковтун В. Китай формирует газовую промышленность XXI века // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 6.
10. Цао Вэй. Газовая отрасль КНР – уверенные шаги в будущее // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2010. № 10.
11. Developing China's natural gas market. OECD/IEA, 2002.
12. Скрабина М. С. Стратегия энергетической безопасности во внешней политике Китая (1993–2012 гг.). Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата исторических наук по специальности 07.00.15 – история международных отношений и внешней политики. М., 2013.
13. OFFICE OF THE SECRETARY OF DEFENSE. Annual Report to Congress: Military and Security Developments Involving the People's Republic of China 2015. URL: http://china-inc.ru/images/news/98/2015_China_Military_Power_Report.pdf
14. Мастепанов А. М., Ковтун В. В. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы // Газовая промышленность. Спецвыпуск. 672/2012.
15. «Алтай» быстрее «Силы Сибири» // Ведомости. 19.11.2014. 215 (3719).
16. Chinese firms pledge commitment to shale gas // China Oil & Gas Monitor. Issue 525, 08 January 2015, Week 01. P. 6–7.
17. China's shale, CBM production fall short of 2014 targets // China Oil & Gas Monitor. Issue 525, 08 January 2015, Week 01. P. 9.
18. Почему в Китае пока не случилось «сланцевой революции». URL: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/pochemu-v-kitae-poka-ne-sluchilos-slantsevoj-revoljutsii/>
19. World Energy Investment Outlook. Special Report. OECD/IEA, 2014.
20. Duan Zhaoqiang. China's Natural Gas Market Outlook. The 4th CNPC/IEEJ Press Conference of Oil Market Research. December 10th, 2010
21. Shi Yufeng. Development of Gas Pipeline Infrastructure in China / PetroChina Natural Gas & Pipeline Company, August 2011 / Speech at the 12th International Conference Executive on NAGPF, 29th – 30th August, 2011. Khaan Palace Kempinski Hotel, Ulaanbaatar, Mongolia.
22. Мастепанов А. М. «Газовый контракт» с Китаем как элемент диверсификации экспортных поставок российского газа / Презентация выступления 26 сентября 2014 г. на международном семинаре «Российско-китайское нефтегазовое сотрудничество: риски и возможности» ИМЭМО РАН. URL: http://www.imemo.ru/files/ru/conf/2014/26092014/26092014_PREZ_MAS.pdf
23. Особенности контракта века. Вариант диверсификации экспортных поставок российского газа // НГ-ЭНЕРГИЯ. Приложение к «Независимой газете». Вторник, 14 октября 2014. С. 12–13.
24. Мастепанов А. М. О диверсификации экспортных поставок российского газа и восточной энергетической политике России // Энергетическая политика. Выпуск 3. 2014.
25. Мастепанов А. М. Реализация «газового контракта» с Китаем: проблемы и возможности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом: Научно-экономический журнал. 2015. № 3. С. 4–10; № 4. С. 4–10.

Конкуренции не избежать



К чему должны быть готовы поставщики природного газа на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона?

Николай АРХИПОВ,
инженер-исследователь
(Институт энергетических исследований РАН);
Ирина МИРОНОВА,
инженер-исследователь
(Институт энергетических исследований РАН),
старший преподаватель (программа ЭНЕРПО,
Европейский Университет в Санкт-Петербурге)

Россия – один из крупнейших игроков на мировых энергетических рынках – сделала серьёзные шаги по наращиванию своего присутствия на газовом рынке Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). В 2010 г. были начаты поставки сжиженного природного газа в Японию и Южную Корею. В 2013 г. принят закон, в соответствии с которым возможность экспортировать СПГ получили компании, добывающие газ на шельфе и имеющие долгосрочные контракты на его поставку. Этим критериям соответствуют «Роснефть» и «НОВАТЭК», СПГ-проекты которых преимущественно ориентированы на рынок АТР¹. Наконец, в 2014 г. были подписаны два крупнейших соглашения между «Газпромом» и CNPC. Первое из них – это договор на поставку 38 млрд м³ в год сетевого газа в течение 30 лет по «восточному»

маршруту (из Восточной Сибири на северо-восток Китая)², второе – это рамочное соглашение об экспорте по «западному» маршруту (по трубопроводу «Алтай»)³.

Иными словами, в последние несколько лет Россия сделала существенные шаги по диверсификации поставок природного газа за счёт частичного «разворота на Восток». С экономической точки зрения это означает возможность увеличения объёмов совокупного экспорта газа и, соответственно, валютных поступлений. С точки зрения политики географической диверсификация усиливает влияние РФ в мире. Для оценки перспектив отечественного газового экспорта в восточном направлении важно проанализировать сам рынок, для которого этот газ предназначен. Рассмотрим основные вехи развития регионального газового рынка АТР, обратимся к проблемным моментам в ценообразовании на природный газ и сделаем обзор возможных альтернативных механизмов ценовой привязки в рамках долгосрочных контрактов, составляющих основу региональной газовой торговли.

² Gazprom, CNPC sign 30-year natural gas supply contract // Oil and Gas Journal. May 21, 2014. URL: <http://www.ogj.com/articles/2014/05/gazprom-cnpc-sign-30-year-natural-gas-supply-contract.html> (20.12.2014).

³ Россия и Китай подписали Рамочное соглашение о поставках газа по «западному» маршруту. «Газпром». 2014, 9 ноября. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/november/article205858/> (20.12.2014).

¹ Mitrova T. Russian LNG: The Long Road to Export. Paris: IFRI, 2013.

По пути интеграции

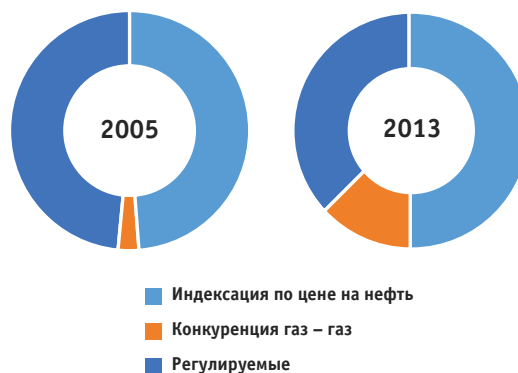
Объём потребления природного газа в АТР⁴ в 2013 г. был на уровне 678 млрд м³, что составило практически 20% общемирового показателя. АТР является крупнейшим рынком СПГ – в 2014 г. сюда направлялось 72,8% поставок⁵. Сжиженный газ закупают 29 стран, в первую очередь Япония, Республика Корея и Тайвань⁶. В средне- и долгосрочной перспективе прогнозируется дальнейший значительный рост спроса на СПГ в данном регионе⁷.

Газовый рынок АТР является одним из крупнейших региональных рынков природного газа наряду с европейским и североамериканским. При этом они сохраняют значительную дифференциацию не только по структуре энергобалансов, но и по сложившейся логике формирования цен, что обуславливает их разные уровни. Создание единого мирового рынка «голубого топлива», которое недавно казалось делом ближайшей перспективы, на практике далеко от реализации⁸.

До 2008–2009 гг. цены на газ в разных регионах двигались однонаправленно (во многом в результате использования механизма индексации по цене на нефть в рамках долгосрочных контрактов, существующих в Европе и АТР). Однако в 2009 г. произошёл существенный разрыв в уровнях цен на трёх региональных рынках, причём цена в АТР оказалась наиболее высокой. Причины такого разрыва – «сланцевая революция» в США и переход к конкурентному ценообразованию значительной доли поставок газа в Европу.

В АТР в основном доминируют традиционная структура рынка и нефтяная привяз-

Рис. 1. Соотношение механизмов ценообразования на газ в АТР в 2005-м и 2013 г. (весь потребляемый газ)



Источники: Международный газовый союз (Wholesale Gas Price Survey, 2006–2014).



ка цен в контрактах, что в условиях высоких цен на нефть (до 2014 г.) приводило к формированию наиболее высоких цен во всех регионах. В связи с этим в АТР начали активно обсуждаться новые возможные механизмы ценообразования, которые позволили бы достичь более «справедливого» уровня цен на импортируемый газ.

Таким образом, главные задачи азиатских импортёров «голубого топлива» сводятся к двум позициям. Во-первых, достижение адекватного уровня цен. Во-вторых, повышение конкуренции (в упрощённом виде это означает возможность для покупателя выбирать поставщика). Эти задачи неизбежно будут транслироваться в изменения институциональной структуры данного рынка. Аналогичный процесс наблюдался, к примеру, в Европе в период 2008–2014 гг. и уже привёл к серьёзному изменению формата торговли газом. Вполне естест-

венно, что подобные трансформации на азиатском рынке могут вызвать определённую обеспокоенность у такого крупного поставщика, как Россия.

Основные механизмы, используемые на газовом рынке АТР, – это привязка к ценам на нефть и регулируемые цены⁹ (см. рис. 1). Второй способ применяется только при внутренних поставках некоторым группам потребителей, в то время как индексация по цене на нефть – как для внутренних операций, так и для трансграничных (внутрирегиональных и межрегиональных).

Большая часть природного газа в АТР продаётся в соответствии с долгосрочными контрактами. И несмотря на тенденции к укорачиванию сроков действия новых договоров, долгосрочные контракты останутся основой газового рынка АТР по крайней мере в среднесрочной перспективе.

Как видно из графиков (см. рис. 2), основные импортёры СПГ (из них в данной статье более детально рассмотрены Япония и Республика Корея) имеют высокую степень законтрактованности спроса. В период до 2025 г. с их стороны не предвидится потребности в увеличении спотовых поставок. В свою очередь, Китай и

⁴ В данной статье в АТР включены регионы в соответствии с классификацией МЭА: ОЭСР – Азия и Океания (Япония, Республика Корея, Австралия, Новая Зеландия) и не ОЭСР – Азия (Бангладеш, Бруней, Вьетнам, Камбоджа, Китай, Индия, Индонезия, КНДР, Малайзия, Монголия, Мьянма, Непал, Пакистан, Сингапур, Таиланд, Тайвань, Филиппины, Шри-Ланка и иные территории).

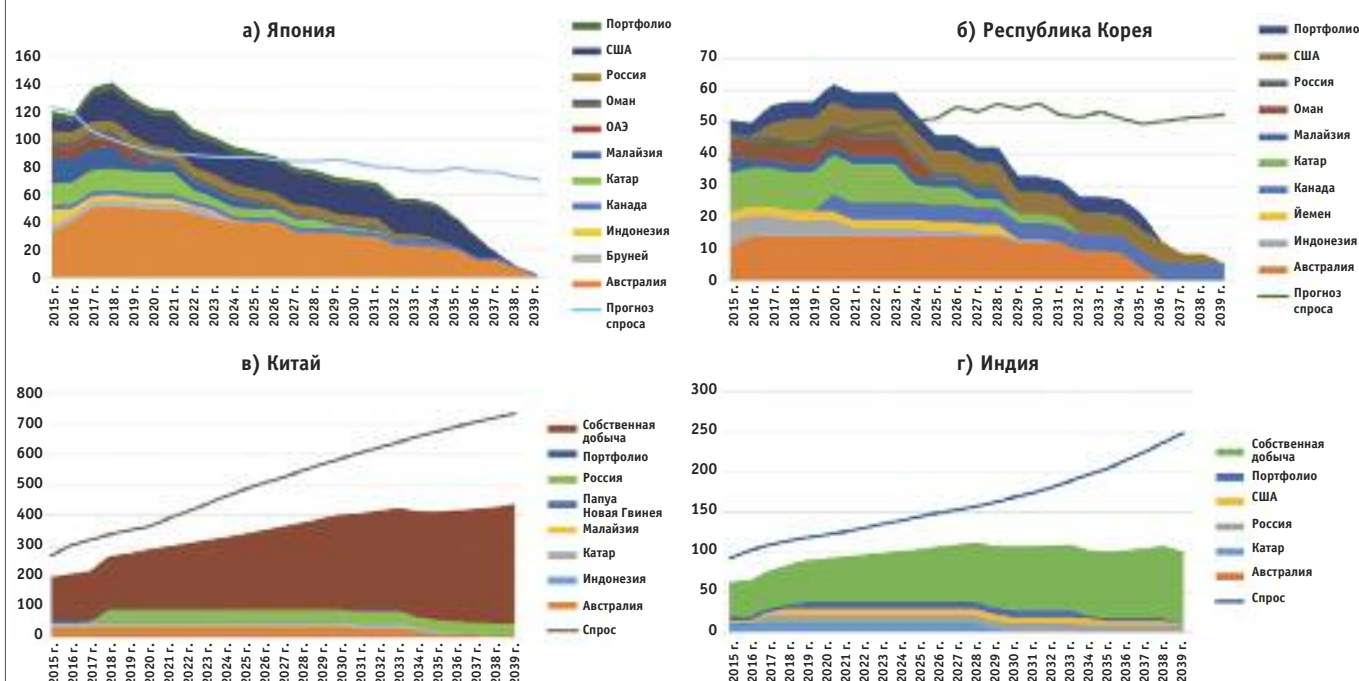
⁵ BP Statistical Review of World Energy 2015.

⁶ International Gas Union. World LNG Report – 2014 Edition. Fornebu: IGU, 2014. P. 9.

⁷ Например, International Energy Agency. World Energy Outlook 2014. Chapter 4. Natural Gas Market Outlook. Paris: OECD/IEA, 2014. P. 137–140.

⁸ Например, возможность ценового арбитража между регионами (что является базой для корреляции цен и, следовательно, интеграционных тенденций между рынками) рассматривается в следующем исследовании: De Jong D., Van der Linde C., Smeenk T. The Evolving Role of LNG in the Gas Market // A. Goldthau, J. M. Witte (eds.). Global Energy Governance. Berlin: Global Public Policy Institute, 2010. P. 221–246. Международное энергетическое агентство отмечает, что, хотя после экономического кризиса 2008–2009 гг. формирование глобального рынка уже не представлялось реалистичным, в 2011 г. всё же просматривались перспективы более высокой степени корреляции региональных цен и интеграционных трендов между региональными рынками. См.: International Energy Agency. Are We Entering the Golden Age of Gas? WEO 2011 Special Report. Paris: OECD/IEA, 2011.

⁹ Регулирование цен на газ может иметь разные причины и объяснения. МГС выделяет несколько форм регулирования: 1) регулирование на основе издержек (цены ниже себестоимости либо на уровне себестоимости); 2) регулирование на основе социально-политических причин; 3) установление цены в соответствии с соглашением (двусторонняя монополия).

Рис. 2. Контракты на поставку газа в Японию, Республику Корея, Китай, Индию и прогноз спроса на газ, млрд м³

Источники: NEXANT (контракты), ИНЭИ РАН (прогноз спроса).

Индия отличаются относительно невысокой долей законтрактованности спроса.

ПРОБЛЕМА ЖСС

Региональные поставки газа в АТР осуществляются в подавляющем большинстве случаев в виде СПГ по долгосрочным контрактам. Поэтому вопросы, связанные с торговлей СПГ, являются центральными на данном рынке.

Первые контракты на импорт СПГ были заключены Японией в 1960 годах. До нефтяных шоков 1970-х цена в японских контрактах фиксировалась на 15–20 лет. Однако в 1970 годы были перезаключены основные крупные контракты, в рамках которых цена СПГ стала определяться на основе привязки к нефтяным котировкам (использовался показатель ЖСС – средняя цена поставляемой в Японию нефти¹⁰). Нараставший импорт СПГ, Южная Корея и Тайвань в конце 1980-х вслед за Японией перешли на привязку к ЖСС. Таким образом, к настоящему времени использование ЖСС и S-кривой¹¹ является основой долгосрочных поставок СПГ в АТР.

«Проблема ЖСС» заключается в том, что оспаривается экономическая обос-

нованность индексации цены на газ по цене на нефть. В период введения (1970 годы) данная привязка имела практический смысл: ведущим сектором потребления газа в Японии являлась электроэнергетика, а основным конкурирующим топливом в этом секторе – нефть. В настоящее время, после серьёзных изменений в электроэнергетике, нефть и газ в подавляющем большинстве случаев используются в разных сферах конечного потребления и поэтому привязка более не имеет практического значения.

Ещё большие споры вызывает вопрос: на основании какой логики Корея и Тайвань, а также Китай и Индия должны привязывать цены импортируемого ими газа к средним ценам поставок нефти в Японию? Считается, что оптимальным решением этой проблемы должен стать переход на механизм конкурентного це-

нообразования посредством увеличения доли спотовой торговли¹².

Рассмотрим возможности альтернативных привязок в рамках долгосрочных контрактов. Они имеются, однако не решают проблем азиатских покупателей. К вопросу о ценности газа (о «справедливой цене») поставщики и потребители подходят с разных позиций. Справедливая цена для поставщика отражает затраты, увеличенные на нормальный уровень прибыли газовой отрасли. Это цена, учитывающая издержки на воспроизводство мощностей. Её можно воспринимать как реальную цену предложения «голубого топлива». Одна из предложенных формул расчёта такой цены основывается на методе ЧДД¹³. В данной статье соответствующие расчёты не приводятся, так как выходят за рамки исследования.

Справедливая цена для покупателя может быть определена как цена, при которой газ конкурентоспособен на внутреннем рынке данной страны с учётом его экологических преимуществ и высоких потребительских свойств (скорость строительства газовых станций, отсутствие тре-

¹¹ S-кривая – инструмент, используемый для сглаживания цены СПГ при значительных колебаниях стоимости нефти и нефтепродуктов, к которым осуществляется привязка. Инструмент заключается в применении дифференцированных коэффициентов в рамках формулы индексации для разных диапазонов цены ЖСС. Для центральной части диапазона – то есть средних цен – используется стандартный коэффициент 0,1485. Для высоких и низких цен ЖСС применяются сглаживающие коэффициенты. В результате график зависимости цены СПГ от цены ЖСС имеет форму буквы S, откуда данный инструмент и берёт своё название. Более подробно см.: Flower Andy. LNG Pricing in Asia – Japan Crude Cocktail (JCC) and S-Curves. In: Stern Jonathan (ed.). Natural Gas in Asia. The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea / Oxford: OIES, 2008. P. 405–406.

¹² МГС, к примеру, отмечает: «Дальнейшие изменения региональных механизмов ценообразования будут идти, по всей видимости, в направлении увеличения доли спотовых поставок на всех рынках, в том числе и на рынке АТР». International Gas Union. Wholesale Gas Price Survey – 2014 Edition. A global review of price formation mechanisms 2005–2013. IGU, 2014. P. 17.

¹³ ЧДД – чистый дисконтированный доход. Подробнее см.: Милославский К. Н. Экономика газовой промышленности зарубежных стран. – Часть 2. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2006. – С. 22.

¹⁰ ЖСС – Japan Customs Cleared (чаще расшифровывается как Japan Crude Cocktail) – средняя цена на импортируемую Японией нефть, ежемесячно публикуемая Министерством финансов страны.

бований по железнодорожной инфраструктуре, удобство размещения и т. д.). Для этого может быть применена методология нетбек¹⁴ с той лишь разницей, что определяться будет не формула для контракта, а индикативный уровень цен, при которых использование газа в странах-импортёрах имеет экономический смысл.

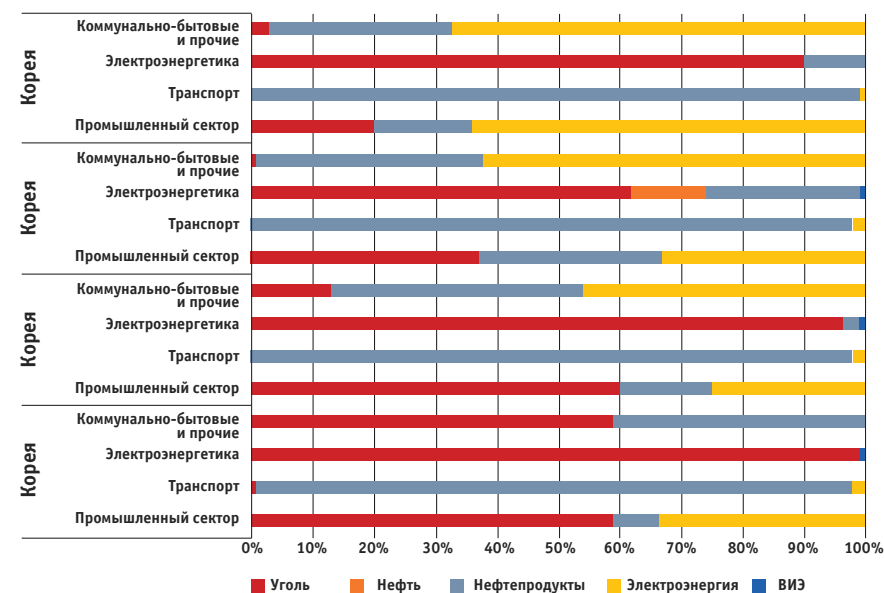
ПРИВЯЗКА К «АЛЬТЕРНАТИВЕ»

Одной из альтернатив нефтепродуктовой индексации цены на газ является привязка к ценам на альтернативные виды топлива. Для определения их круга можно обратиться к энергетическому балансу соответствующих стран и составить таблицу данных, в которой отражена доля альтернативных источников в потреблении. Доля сектора в спросе на газ определяется как отношение объёма потребляемого им «голубого топлива» к общему энергопотреблению в данном секторе¹⁵. Доля конкурирующего источника в секторе без учёта газа (кроме того, не учитываются источники, которые, очевидно, не конкурируют с газом) определяется аналогично – как отношение объёма потребления данного энергоносителя к объёму потребления всех конкурирующих с газом топлив¹⁶.

Ниже приведены результаты рассмотрения энергобалансов Китая, Индии, Японии и Республики Корея (см. рис. 3). Из графика следует, что в секторах, составляющих основу спроса на газ – электроэнергетика и промышленность, – основным конкурирующим топливом является уголь (он создаёт наибольшую конкуренцию в тех отраслях, которые формируют максимальный спрос на «голубое топливо»). В Японии и Южной Корее в промышленном, коммерческом и коммунально-бытовом сегментах конкуренцию газу создаёт электроэнергия. Нефтепродукты также присутствуют как альтернативные топлива, в частности в коммунально-бытовом хозяйстве КНР.

Причём газ дороже основного конкурента – угля. Поэтому без целенаправленных мер правительств по снижению по-

Рис. 3. Конкурирующие с газом виды топлива по секторам в Японии, Южной Корее, Китае и Индии



Источники: расчёты выполнены авторами на основе статистических данных МЭА за 2012 г.

требления угля (для сокращения вредных выбросов CO₂) газ будет проигрывать ему межтопливную конкуренцию в электроэнергетике. В то же время это объясняет стремление стран-импортёров уменьшить цены на газ.

Индексация, учитывающая вес конкурирующих топлив в энергобалансе стран-импортёров, является достаточно адекватным механизмом в двустороннем (но не региональном) формате¹⁷. Чтобы такая формула работала наиболее эффективно в интересах обеих сторон, подписавших контракт, она должна отражать стоимость топлива, реально конкурирующего с газом в секторе конечного потребления. Иными словами, при использовании данного вида индексации необходимо иметь реальную возможность переключения потребителя на альтернативные источники. Если её нет, то нет и адекватного обоснования для их использования в формуле привязки.

Первый вариант альтернативной индексации, который логически следует из результатов приведённых расчётов, – это ин-

дексация по ценам на уголь. Однако она, к примеру, оказалась неприемлемой в рамках переговоров о поставках газа из России в Китай. Причины этого в следующем. Во-первых, более долгий период возврата инвестиций для поставщика газа (в данном примере – «Газпрома») ввиду того, что на момент проведения переговоров цена на газ в привязке к угляю ожидалась на заметно более низком уровне, чем при привязке к нефти. Во-вторых, Китай, как крупный поставщик угля, сам может оказывать влияние на его цену¹⁸.

Кроме того, использование индексации по альтернативным источникам топлива не решает фундаментальной проблемы, которая возникает для долгосрочных контрактов. При изменении энергобалансов стран необходима корректировка зачастую на значительно более раннем этапе, чем истекает срок действия контракта. Нет гарантий, что при подписании долгосрочного соглашения на базе индексации по альтернативным источникам такая привязка будет сохранять актуальность в будущем. То есть «проблема JCC» может повториться уже в среднесрочной перспективе, так как энергобаланс стран имеет тенденцию к трансформации в процессе экономического и технологического развития.

¹⁸ Например, International Energy Agency. Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. OECD/IEA, 2013. P. 30; China's Coal Market: Can Beijing Tame «King Coal»? Oxford: OIES, 2014. P. 74–75.

¹⁴ Принцип «нетбек» заключается в том, что цена для потребителя определяется на основе «обратного отсчёта» от какой-либо иной стоимости – цены конкурирующего вида топлива или конечной стоимости продукта, произведённого на основе этого энергоресурса, путём вычета затрат вдоль цепочки формирования стоимости.

¹⁵ Категория «Доля сектора в спросе на газ» совпадает с категорией NGS (segment's share in total natural gas consumption) в Miyamoto, Ishiguro. Miyamoto Akira, Ishiguro Chikako. A New Paradigm for Natural Gas Pricing in Asia: A Perspective on Market Value. Oxford: OIES, 2009. P. 9.

¹⁶ Категория «Доля конкурирующего источника в секторе» совпадает с категорией CES (market shares of competing energies in a consumption segment) в Miyamoto, Ishiguro. Цит. по: A New Paradigm for Natural Gas Pricing in Asia: A Perspective on Market Value. Oxford: OIES, 2009. P. 10.

¹⁷ Сложность индексации в региональном формате связана с тем, что при индексации должны учитываться особенности энергобаланса. А внутри региона значительно различаются как структура энергобалансов, так и системы налогообложения, субсидирования, регулирования рынков и, соответственно, цен. Таким образом, усреднённые по региону значения могут существенно отличаться от оптимальных процентов индексации по каждому из национальных рынков. См. например: Miyamoto, Ishiguro. Цит. по: A New Paradigm for Natural Gas Pricing in Asia: A Perspective on Market Value. Oxford: OIES, 2009. С. 14; Таблица 2. Конкурирующие с газом топлива в Азии; С. 26; Таблица 4. Значения NMV в Азии в зависимости от цен JCC.

Ориентир – рынок США?

В рамках долгосрочного контракта возможна индексация не только по стоимости альтернативных топлив, но и по цене газа на хабе¹⁹. Практическая реализация данного варианта в Азии становится возможной при начале экспорта СПГ из Северной Америки. Принцип, который позволит осуществить данный вариант, связан с особенностью долгосрочного контрактования на североамериканском рынке. Компании, инвестирующие в терминалы по сжижению, ориентируются на подписание долгосрочных контрактов на использование данных мощностей (так называемые толлинговые соглашения). Газ при этом не поставляется с определённых месторождений, а приобретает на оптовом рынке. Кроме того, не вводятся ограничения относительно конечного пункта продажи СПГ. Покупатели могут направлять танкеры в соответствии со своими региональными и ценовыми приоритетами²⁰. Таким образом, цена на крупнейшем американском хабе Henry Hub может быть транслирована на рынок АТР путём суммирования затрат на сжижение, транспортировку и регазификацию.

Первые контракты на поставку газа по толлинговой схеме из США были подписаны с корейскими, японскими и индийскими компаниями. Так, Freeport LNG Development договорилась с японской Toshiba Corp об импорте СПГ в течение 20 лет, а SK E&S LNG заключила соглашение на отбор 4,4 млн т сжиженного газа в год с третьей линии завода, строительство которого планируется в Техасе. Кроме того, та же Freeport заключила контракты с Chubu Electric и Osaka Gas, а также с BP на поставку 8,8 млн т в год с первых двух линий²¹. Согласно этим договорам, цена определяется в соответствии с ценой на Henry Hub с использованием коэффициента 1,15 плюс фиксированная надбавка (от 80 до 107 долл./тыс. м³)²².

¹⁹ Газовый хаб – это точка, в которой происходит обмен правом собственности на газ между продавцом и покупателем. На начальной стадии развития рынков эта точка имела исключительно административное значение (функция учёта сделок по продаже природного газа). Хаб может быть физическим (точка пересечения нескольких газопроводов в сочетании с прилегающими газохранилищами и/или СПГ-терминалами) или виртуальным. По мере развития рынков природного газа в разных регионах газовые хабы приобретают важное значение, так как при конкурирующих поставках и спросе на газ цены, формирующиеся на хабах, могут служить индикатором равновесной цены на данном рынке.

²⁰ International Energy Agency. World Energy Outlook 2014. Paris: OECD/IEA, 2014. P. 166.

²¹ White Bill. Buyers and Sellers Debate LNG Pricing Change at Tokyo Conference. September 13, 2013. URL: <http://www.arcticgas.gov/buyers-and-sellers-debate-lng-pricing-change-tokyo-conference> (13.12.2014).

²² Jonathan Stern. International gas pricing in Europe and Asia: A crisis of fundamentals / Energy Policy. № 64. (2014). P. 47

Табл. 1. Цена на газ (импортная цена газа в Японии, цена НН при соответствующей индексации, цена ЖСС при соответствующей индексации)

Условие: импортная цена в Японии, долл./млн БТЕ	Требуемая цена ЖСС, долл./барр.	Требуемая цена НН, долл./млн БТЕ
8	48,8	2,0
9	55,6	2,9
10	62,3	3,8
11	69,0	4,6
12	75,8	5,5
13	82,5	6,4
14	89,2	7,2
15	96,0	8,1
16	102,7	9,0
17	109,4	9,8
18	116,2	10,7

Источники: расчёты авторов на базе данных NEXANT, Argus.

Основной мотивацией для азиатских импортёров, заключающих контракты на североамериканском рынке, является возможность снижения конечных цен (с учётом того, что данная формула даёт более низкий уровень цен, чем в среднем в АТР в 2011–2014 гг.). В то же время появляется возможность получения арбитражной прибыли от поставок на премиальный рынок АТР. Чтобы разобраться, сработает ли такая логика в условиях волатильности цен – как газовых на ликвидном хабе Henry Hub, так и нефтяных, – мы определили, при каких котировках нефти достигается паритет с ценами на импортируемый Японией газ. Результаты расчётов представлены в табл. 1.

Для расчёта по формуле с использованием цены ЖСС приняты следующие предположения. В качестве постоянной составляющей²³ взята средняя величина – 2,625 долл./млн БТЕ²⁴ (в зависимости от контракта – от 2,25 до 3 долл./млн БТЕ). Транспортные и портовые сборы равняются 2,35 долл./млн БТЕ. Средняя стоимость регазификации по японским портам – 0,7 долл./млн БТЕ.

При расчёте по формуле на основе цены НН постоянная надбавка, которая назначается для каждого покупателя, выраженная в долл./млн БТЕ, принята на уровне 0,75 долл./млн БТЕ.

По состоянию на декабрь 2014 г. назначенная цена ЖСС в рамках долгосрочных контрактов с учётом лага запаздывания находилась на уровне около 100 долл./барр.²⁵

²³ Базовая формула по японским контрактам выглядит следующим образом: $P_{LNG} = 0,1485 \cdot JCC + B$, где B – это постоянная составляющая. Источник: Flower Andy. LNG Pricing in Asia – Japan Crude Cocktail (JCC) and 'S'-Curves. In: Stern Jonathan (ed.). Natural Gas in Asia. The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea / Oxford: OIES, 2008. P. 406.

²⁴ БТЕ (британская тепловая единица) – единица измерения тепловой энергии в Великобритании. 1 млрд м³ природного газа содержит приблизительно 35,8 млн БТЕ (согласно данным NYMEX).

Это соответствовало цене импорта газа в Японию на уровне 16 долл./млн БТЕ. Её падение до 60–70 долл./барр. опустило цены на импортируемый СПГ до 390–430 долл./тыс. м³. Чтобы получить аналогичные уровни цен при индексации по НН, с учётом всех издержек на транспортировку цена НН должна составлять не более 5 долл./млн БТЕ (около 180 долл./тыс. м³)²⁶.

Таким образом, привязка к цене на Henry Hub может быть привлекательна в Азии только при условии высоких региональных нефтяных котировок при относительно низкой цене

собственно на НН. При повышении цен на НН и одновременном снижении цены газа, индексируемой по ЖСС, привлекательность привязки к НН для потребителей пропадает. Так, в начале 2015 г. цены на газ по нефтепродуктовой привязке существенно снизились. Принимая во внимание, что цены на НН могут вырасти в ближайшие годы, когда начнётся экспорт СПГ из США, встаёт вопрос о целесообразности для потребителей в АТР использования этого принципа ценообразования. Нет гарантии, что получаемая таким образом цена будет ниже, чем при привязке к ЖСС. Соответственно, в долгосрочной перспективе подобные соглашения могут не привести к снижению уровня цен на импортируемый СПГ и к получению высокой выручки (за счёт значительного разрыва цен), на которую рассчитывают азиатские участники данных контрактов.

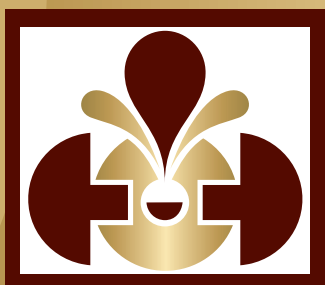
Более того, цена не отражает фундаментальных характеристик рынка газа (а по сути, привязка к НН приведёт к цене на азиатском рынке, ориентирующейся на баланс спроса и предложения в США).

Таким образом, индексация и по конкурирующим видам топлива, и по цене на НН не решает фундаментальной проблемы несоответствия полученной цены равновесной цене спроса и предложения непосредственно в регионе АТР и не гарантирует более низкий (чем в случае с индексацией по ЖСС) уровень цен.

(Продолжение следует) ■

²⁵ What will the fall in crude prices mean for the LNG market? Platts: LNG Watch. December 23, 2014. URL: <http://www.platts.com/videos/2014/december/lng-asia-crude-price> (29.12.2014).

²⁶ Расчёты Оксфордского института энергетических исследований несколько отличаются. Согласно им, цены будут эквивалентными при ценах на газ на Henry Hub, равных 180 долл./тыс. м³, и котировках на нефть ниже 80 долл./барр. См.: Stern Jonathan. International gas pricing in Europe and Asia: A crisis of fundamentals / Energy Policy. № 64 (2014). P. 47.



Организатор:

- ОАО ОВЦ "Югорские контракты"

при поддержке:

- Торгово-промышленной палаты Российской Федерации
- Российского союза промышленников и предпринимателей
- ОАО "Сургутнефтегаз"



XX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ

23-25 сентября 2015г.

23 сентября 2015г. в рамках деловой программы выставки
состоится V-я практическая конференция:

*"Промышленная безопасность: утилизация попутного
нефтяного газа, нефтяного и бурового шлама,
ликвидация нефтяных загрязнений"*

Зачем вашу компанию исследуют?

Сбор детальной и объективной информации – важнейший этап подготовки сделки по купле/продаже нефтегазовых активов



cutting through complexity

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазовой
отрасли;
Анна ФРИДЛАНСКАЯ,
заместитель директора, инвестиции
и рынки капитала
КПМГ в России и СНГ

В текущей макроэкономической ситуации многие российские нефтегазовые компании столкнулись с проблемами обслуживания существующей задолженности и привлечения финансирования для реализации инвестиционных программ. Следовательно, мы наблюдаем усиливающуюся тенденцию поиска стратегических инвесторов, участвующих как в бизнесе в целом, так и в рамках отдельных крупных проектов по разработке и обустройству новых месторождений.

В свою очередь, иностранные инвесторы значительно ужесточают требования, и компании-продавцы вынуждены прилагать все больше усилий, чтобы заинтересовать покупателей и убедить их в ценности продаваемых активов. В результате заинтересованность сторон в эффективности предынвестиционного исследования, высоком профессионализме участников процесса и оперативном закрытии сделок достигает своего пика.



С ЧЕГО НАЧИНАЕТСЯ СДЕЛКА?

В классическом виде жизненный цикл сделки начинается с этапа изучения её стратегической целесообразности и поиска объекта инвестиций. После того как объект определён и принципиально одобрен акционерами, покупатель проводит первичные переговоры с продавцом, выдвигает необязывающее предложение на основе предварительного анализа стоимости объекта приобретения и, если оно принимается, переходит к этапу детального предынвестиционного исследования.

Предынвестиционное исследование, как правило, осуществляется независимым консультантом по поручению инвестора с целью предоставления детальной и достаточной информации о ключевых бизнес-процессах, критических рисках и иных вопросах, имеющих значение для принятия инвестиционного решения. Как минимум, его проводят в отношении финансовых, налоговых, юридических и технических аспектов. Полученные выводы закладывают основы переговорной позиции, выявляют нюансы,

которые необходимо отразить в договоре купли-продажи (ДКП) и по которым происходит дополнительная работа после подписания ДКП и закрытия сделки.

Важно понимать, что результаты, полученные в ходе проверки, используются в качестве вводных при построении или уточнении (доработке) финансовой модели оценки и определении диапазона стоимости бизнеса. Мы не раз сталкивались с ситуациями, когда оценка осуществлялась, опираясь на данные, не прошедшие финансового исследования, что приводило к неверным результатам и необходимости переделывать работу с учётом скорректированных показателей себестоимости, капитальных затрат, чистого долга.

А ЧТО ИССЛЕДУЮТ?

Финансовую проверку часто путают с аудитом финансовой отчётности, однако это принципиально разные процессы. Помимо качества и достоверности финансовой информации, инвестор хочет понимать глубинные причины, влияющие на исторический/устойчивый/прогноз-

ный финансовый результат, реальную стоимость активов и обязательств, потребность в капитальных вложениях, уровень необходимого для бизнеса оборотного капитала.

Золотым стандартом финансового исследования является детальный анализ и корректировка показателей EBITDA, чистого долга и оборотного капитала с учётом параметров, отражающих реальное состояние анализируемого бизнеса (рассматривается эффект разовых событий, сделок со связанными сторонами, отказа от «серых схем», сезонность, исторические тенденции и текущие изменения в бизнесе, законодательной базе, налогообложении). Также покупатель должен получить достаточную уверенность в прозрачности финансовых условий договоров с поставщиками и покупателями, оценить эффективность управления оборотным капиталом, корреляцию прогнозов с историческими данными, провести оценку потенциальных синергий.

Для каждой сделки определяется объём работ, максимально отражающих специфику конкретной ситуации. К примеру, если исследуемая компания на момент проверки не вышла на коммерческую добычу углеводородов, а занимается строительством скважин и инфраструктуры, то её исторические финансовые результаты и оборотный капитал не являются показательными. Однако при этом стоит сфокусировать усилия на анализе чистого долга и прогнозов компании.

Для нефтяных активов в стадии разведки ключевым является техническое исследование. В то же время после подтверждения технической возможности добычи заявленных запасов в планируемые сроки нельзя пренебрегать финансовыми аспектами. Почти при каждой сделке, где исследуемый актив является небольшой частью компании, мы видим не только «традиционное» финансирование в виде займов или кредитов, но и различные не прямые методы, например договоры уступки права требования или вексельные договоры. Такие заёмные средства могут учитываться компанией в составе кредиторской задолженности, и без детального анализа есть риск не заметить их, что снизит величину долга и, как следствие, увеличит цену сделки для инвестора.

В последние годы подход к проведению финансового исследования претерпевает изменения и становится более гибким и фокусным. Всё меньше времени тратится на анализ данных прошлых

периодов, внимание уделяется главным образом изучению текущей ситуации, что является особенно актуальным для активов в стадии разведки.

СКРЫВАТЬ НЕЛЬЗЯ, РАСКРЫТЬСЯ

Несмотря на то что рынок слияний и поглощений в России уже прошёл стадию становления, а услуги предынвестиционного исследования предоставляются более 15 лет, культура его подготовки и проведения (впрочем, и понимание необходимости в нём) существует преимущественно в крупных компаниях и дочерних структурах иностранных корпораций. Этап исследования по-прежнему является одним из наиболее трудозатратных и продолжительных по времени, что, на наш взгляд, отражает низкий средний уровень готовности бизнеса к привлечению инвестиций.

Как правило, продавец недооценивает информационные потребности потенциального инвестора и откладывает подготовку к исследованию на последний момент. Если не принимать во внимание случаи, когда сложности создают искусственно, то есть продавец осознанно стремится предоставить как можно меньше информации об объекте, то в интересах обеих сторон максимально эффективно провести этот этап.

Этап исследования по-прежнему является одним из наиболее трудозатратных и продолжительных по времени, что, на наш взгляд, отражает низкий средний уровень готовности бизнеса к привлечению инвестиций.

Зачастую по причине противоречивости информации и срывов сроков предоставления данных при анализе объектов в России более половины времени консультанта уходит на получение и доработку информации. Нас часто просят обосновать необходимость получения той или иной информации или предоставляют формальные ответы, которые не помогают сделать качественный анализ. Иногда продавцы ожидают, что при отсутствии информации риски не будут выявлены и оценены. Как правило, всё происходит с точностью до наоборот: чем больше открытых вопросов остаётся к окончанию проверки, тем больше рисков фиксирует консультант в своём отчёте и тем выше вероятность того, что

покупатель заложит эти риски в цену, что может привести к срыву сделки. К слову, это является совершенно недопустимым на Западе, где информация в необходимом виде предоставляется полностью к первому дню проверки и все вопросы консультантов отрабатываются оперативно и качественно.

Резюмируя вышесказанное, отметим: компаниям, которые хотят приступить к предынвестиционному исследованию, прежде всего необходимо оценить степень готовности бизнеса к этому процессу.

Резюмируя вышесказанное, отметим: компаниям, которые хотят приступить к предынвестиционному исследованию, прежде всего необходимо оценить степень готовности бизнеса к этому процессу. Есть ли в наличии актуальная и подробная информация по финансовым, налоговым, юридическим, техническим и экологическим вопросам? В каком она виде? Если нет, сколько потребуется времени и трудозатрат на её подготовку? Есть ли внутренние ресурсы для этого или необходимо нанять внешнего консультанта? Назначен ли координатор процесса? Как будут налажены коммуникации с командой покупателя? Кто из руководителей по направлениям будет ответственным за работу с консультантами? Осознают ли координаторы важности процесса и последствия его срыва для сделки? Имеют ли они должные полномочия для принятия решений по предоставлению информации, или существует возможность оперативно связываться с собственником/высшим руководством для подтверждения их решений?

Всестороннее планирование поможет провести исследование быстро и менее болезненно. Ключевую роль в этом играют опыт проведения сделок, профессионализм сотрудников, налаженность коммуникации, наличие координационного центра и открытость продавца, включая руководство и ключевых специалистов. Предынвестиционное исследование – лишь один из этапов проведения сделки, поэтому необходимо, чтобы он проходил без лишних сложностей – ведь впереди ещё напряжённые переговоры о цене, подписание ДКП и закрытие сделки. ■



Пропуск на конкурентный рынок

ТМК намерена, несмотря на неблагоприятные внешние факторы, совершить значительный прорыв в некоторых продуктовых нишах

Усложнение условий добычи и транспортировки углеводородов является вызовом не только для нефтегазовых предприятий, осваивающих новые провинции, но и для производителей используемого в этой сфере оборудования, включая трубные компании. Для них пропуском на конкурентный рынок становится предложение высокотехнологичной продукции и услуг, а также индивидуальный подход к клиенту. О том, как эти преимущества реализуются в практике Трубной Металлургической Компании (ТМК), одного из крупнейших в мире производителей трубной продукции для нефтегазового сектора, как она выстраивает отношения с партнёрами, рассказывает исполнительный директор – первый заместитель генерального директора ТМК Владимир ОБОРСКИЙ.

– Владимир Брониславович, какие факторы являются в современных условиях определяющими в отношениях с потребителями трубной продукции, в том числе нефтегазового назначения, и как они влияют на систему продаж?



– Один из важнейших факторов – динамика развития целевых рынков, то есть «где» и «кому» мы продаем продукцию. Чтобы обеспечить наиболее удобный для клиента формат сотрудничества, ТМК создаёт офисы продаж в тех регионах, где требуется активное взаимодействие с потребителем. Сейчас 15 наших офисов продаж представлены по всему миру: в России, других странах СНГ, Европе, Северной Америке, Африке, Азии и на Ближнем Востоке. Таким образом, мы обеспечиваем тесный контакт с клиентом на локальном

уровне и можем оперативно реагировать на его потребности. В будущем возможно открытие новых офисов продаж или укрупнение существующих. Также мы планируем продолжать развитие сети торговых агентов на зарубежных рынках.

Ещё один фактор, значительно влияющий на систему продаж, – структура спроса, иными словами, «что» необходимо клиенту. Сегодня недостаточно иметь самый современный производственный комплекс, развитую систему технических продаж и лучшие управленческие технологии. Для успеха компании и достижения стабильного финансового результата необходимо сохранять домашние рынки, лояльность давних клиентов и одновременно завоёвывать новые направления.

На современном трубном рынке высок спрос на высокотехнологичные виды продукции: трубы с премиальными резьбовыми соединениями, теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ), трубы для глубоких скважин с высоким давлением и содержанием сероводорода, а также новые виды продукции, разрабатываемые и испытываемые совместно с клиентом. Для удовлетворения этих потребностей в ТМК сформированы профессиональные команды технических специалистов и созданы

два центра НИОКР: один в России – на базе РосНИТИ, другой – в США, в Хьюстоне. В прошлом году мы заключили договор с Объединённой дирекцией по управлению активами и сервисами «Сколково» о создании на этой инновационной площадке нового центра НИОКР ТМК.

Всё больше внимания клиенты уделяют оценке полной стоимости продукции, куда помимо цены самого товара входят затраты на обслуживание, ремонт, инспекцию, подготовку труб и супервайзинг при эксплуатации. Для предоставления этих услуг мы развиваем сеть сервисных центров. На сегодня в её составе – Threading and Mechanical Key Premium LLC на Ближнем Востоке, сервисный центр в Эдмонтоне (Канада), OFS International в США. На территории России работает сервисное подразделение «ТМК Нефтегазсервис».

– Как выстраиваются отношения с ключевыми потребителями?

– Наиболее значимое направление для нас – нефтегазовый комплекс, куда мы поставляем порядка 80% всей продукции. Среди клиентов ТМК за рубежом – практически все лидеры отрасли: ExxonMobil, Shell, Saudi Aramco, Eni. Суммарный объём поставок российским компаниям – «Роснефти», «Сургутнефтегазу», «Газпром нефти», «ЛУКОЙЛу», «Башнефти», «Славнефти», «Татнефти» – в 2015 г. составит около 1 млн т. Особо можно выделить крупный контракт с «Роснефтью» на поставку в этом году 430 тыс. т продукции.

Наша цель – стратегическое долгосрочное партнёрство. Правильность такого подхода подтверждается тем, что на протяжении всей истории ТМК нам удавалось укреплять позиции на российском рынке. В 2014 г. доля компании в сегменте бесшовных труб OCTG составила более 60%, бурильных – свыше 64%, нефтегазопроводных – около 65%.

В некоторых случаях, например с «Газпромом», мы в рамках долгосрочного контракта сформировали чёткий механизм определения цены. Это позволяет нивелировать эффект колебания курсов валют, цен на металл и действие других внешних факторов.

Значительных результатов ТМК удалось достичь и в сфере продаж высокомаржинальных труб с премиальными соединениями. При падении премиального рынка РФ почти на 30% доля поставок ТМК выросла с 53% в 2013 г. до 61% в 2014 г. Одновременно на рынке Северной Америки компания стала лидером этого сегмента с долей, равной 12%.

НАША СПРАВКА



Трубная Металлургическая Компания является одним из ведущих глобальных поставщиков трубной продукции для нефтегазового сектора. ТМК объединяет более 30 предприятий, расположенных в России, Казахстане, Соединённых Штатах, Канаде, Румынии, Омане, ОАЭ, и два научно-исследовательских центра в России и США.

Общий объём отгрузки труб в 2014 г. составил 4,4 млн т. Наибольшую долю в структуре продаж компании занимают нарезные нефтегазовые трубы, поставляемые потребителям более чем из 80 стран мира.

ТМК не только реализует свою продукцию, но и оказывает широкий спектр сервисных услуг по термообработке, нанесению защитных покрытий, нарезке премиальных соединений, складированию и ремонту труб.

Акции ТМК обращаются на Лондонской фондовой бирже, в системе внебиржевой торговли США (OTCQX), а также на Московской бирже.

Таким образом, налаженная система сбыта, использование прозрачной формулы цены, реализация программ научно-технического сотрудничества – всё это способствует укреплению наших отношений и их развитию на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

– Есть ли разница в походах к сотрудничеству с международными и отечественными нефтегазовыми компаниями?

– Такое деление условно, современный мир глобален и крупные игроки нефтегазового рынка занимаются освоением месторождений по всей планете. К примеру, «ЛУКОЙЛ Оверсиз» является оператором проектов в Ираке, Египте, Колумбии, Венесуэле, Саудовской Аравии. «Газпром нефть» участвует в разработке нескольких иракских месторождений (Badra Garmian, Shakal, Halabja), а также осуществляет добычу и геологоразведку в странах Восточной Европы (Сербия, Босния и Герцеговина, Венгрия, Румыния). В свою очередь, в российских проектах задействованы такие игроки как ExxonMobil, Shell, ONGC, Total, Eni, BP. Например, в прошлом году ExxonMobil и «Роснефть» совместными усилиями пробурили скважину на структуре Университетская в Карском море, что привело к открытию крупного месторождения.

Поэтому мы уделяем внимание не столько происхождению клиента, сколько его индивидуальным потребностям и ожиданиям. Нефтегазовые компании выдвигают всё более жёсткие требования к трубам для освоения шельфовых месторождений, бурения в условиях вечной мерзлоты, глубоководного, горизонтального и наклонно-направленного бурения. В то же время при низкой цене на нефть предприятия отрасли ищут выгодные комплексные решения, соответствующие конкретным требованиям. Удовлетворение этого спроса является одной из наших основных задач.

– Вы предпочитаете работать непосредственно с оператором проекта или с его подрядчиками?

– Перед нами не стоит вопрос выбора – оператор или подрядчик. Формат взаимодействия диктуется рынком и конкретным проектом. В России, как правило, нефтегазовые компании контролируют практически все работы подрядных организаций, обеспечивая их основным объёмом труб. Поэтому в большинстве случаев закупка материально-технических ресурсов и вся работа ведутся напрямую через нефтяную компанию.

За рубежом проект нередко реализуется большим количеством специализированных компаний, вовлечённых в его отдельные фазы. Здесь работа выстраивается как через подрядчиков, обладающих большой степенью самостоятельности в выборе технологий и материалов, так и через операторов, которые квалифицируют и согласовывают поставщиков труб.

В любом случае наша задача – обеспечить включение продукции ТМК в проект на самых ранних стадиях. Мы предлагаем клиенту, его проектировщикам и подрядчикам наиболее подходящие технические решения.

– Как нефтегазовые компании расценивают сервисное предложение ТМК по сопровождению спусков труб?

– С момента своего создания ТМК стремилась стать интегрированным поставщиком комплексных решений на мировых трубных рынках. Мы понимали, что потребитель заинтересован не только в получении качественных труб точно в срок, но и в скважинном оборудовании, аксессуарах, во всём спектре сопутствующих услуг. Сопровождение спусков трубных колонн является важной частью нашего предложения и востребованным у клиентов сервисом. В том числе благодаря и сервисным услугам, мы нарастили объёмы продаж

премиальной продукции: по итогам прошлого года они превысили 400 тыс. т, что вчетверо больше, чем, скажем, в 2008 г., когда мы только начали развивать премиальное направление (после вхождения в состав ТМК компании IPSCO).

Основное преимущество данного сервиса заключается в том, что квалифицированный персонал ТМК, знающий технические особенности трубной продукции, позволяет клиенту сэкономить время и избежать поломок при спуске колонны. В прошлом году специалисты ООО «ТМК Нефтегазсервис» произвели сопровождение спуска более 100 тыс. м труб. Услуги были предоставлены не только в России («Саратовнефтегаз», «Татнефть»), но и в Узбекистане («ЛУКОЙЛ-Узбекистан»), Казахстане («Жаикмунай», Smart OIL), Индонезии (VICO). Вовлечение в процесс сотрудников ТМК позволило обеспечить герметичность в 100% случаев. Этот убедительный результат свидетельствует об эффективности предоставляемого сервиса.

Развитие данного направления продолжается и в этом году. За первые три месяца 2015 г. уже был произведен контроль спуска порядка 50 тыс. м трубных колонн, что соответствует 50% прошлогоднего результата.

– Насколько перспективен рынок СНГ, на какие проекты компания здесь ориентирована?

– Мы относим рынок СНГ к «домашнему рынку». Уже около 50 лет предприятия, которые теперь входят в ТМК, поставляют сюда свою продукцию. Наши офисы продаж действуют в Туркменистане, Узбекистане, Азербайджане, Казахстане. На рынке Казахстана компания является локальным производителем, здесь работает предприятие «ТМК-Казтрубпром», специализирующееся на изготовлении высокогерметичных резьбовых соединений.

В данный момент рынок СНГ переживает общие для всех трудности в связи со сложившейся экономической ситуацией, снижением мировых цен на нефть и укреплением курса доллара. Несмотря на это, мы рассчитываем нарастить здесь нашу долю за счёт формирования привлекательного предложения.

В 2015–2016 гг. ожидается реализация ряда крупных трубопроводных проектов – САК (Узбекистан, Киргизия, Таджикистан), Южный Йолотань (Туркменистан) и др. Мы планируем получить доли в поставках труб для этих проектов при активном участии локальных офисов продаж в странах СНГ и Пекине.

– Какие регионы нефтегазодобычи наиболее интересны с точки зрения роста спроса на трубную продукцию?

– Одно из значимых направлений – нефтегазовые шельфовые проекты. У ТМК уже накоплен большой опыт поставок труб для освоения морского шельфа, и мы нацелены на развитие этой практики. Компания участвовала и в крупных российских проектах, таких как освоение месторождения им. Ю. Корчагина в Каспийском море («ЛУКОЙЛ»), Кириного ГKM на шельфе Сахалина («Газпром»), Юрхаровского НГKM в бассейне Тазовской губы («НОВАТЭК»). Осуществлялись также поставки нефтегазовых труб для зарубежных проектов: в адрес Vietsovpetro с целью эксплуатации месторождения Белая кошка на шельфе Вьетнама, для индийской госкорпорации ONGC, в Латинскую Америку для «Зарубежнефти».

В России основным шельфовым проектом для нас является «Сахалин-2». За рубежом наибольший интерес представляет шельф Мексиканского залива. Тут мы выстраиваем отношения с такими операторами, как ExxonMobil, Shell, Petroquest. Ведётся работа и по продвижению продукции ТМК в ОАЭ. Мы планируем продолжать отгрузки продукции для проектов во Вьетнаме и Нигерии.

Кроме офшорных проектов интересным для нас (хоть и непростым) региональным рынком является Ближний Восток. Значительную долю на нём занимают китайские производители. Как правило, их продукция находится в нижнем ценовом сегменте и за счёт этого реализуется в больших объёмах. Наша цель, однако, – отнюдь не конкуренция в сегменте дешёвых труб. ТМК позиционирует себя как поставщик качественных и высокотехнологичных решений под конкретные требования клиента.

В России нашими крупнейшими потребителями по-прежнему остаются «Газпром» и «Транснефть». Мы поставляем ТБД для газпромовских проектов – Южный коридор, Бованенково – Ухта-2, а также для нефтепровода «Транснефти» – Куюмба – Тайшет. В нашем «портфеле» поставки таких сложных видов ТБД, как трубы с бетононормированием для подводного участка нефтепровода Арктического терминала Новопортовского месторождения «Газпром нефти», трубы для газопроводов с рабочим давлением 11,8 МПа для строительства дожимной компрессорной станции на Юрхаровском месторождении «НОВАТЭКа». В рамках проекта «Расширение Единой системы газоснабжения» для обеспечения подачи газа в «Южный поток» мы отгрузи-

ли ТБД с повышенными требованиями по трещиностойкости.

На территории России ТМК участвует в самом масштабном проекте «Газпрома» – «Сила Сибири». Этот магистральный трубопровод станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет поставлять «голубое топливо» через Хабаровск до Владивостока, а также в Китай. В марте этого года мы выиграли лот на поставку продукции на сумму около 12,6 млрд рублей. Одновременно с этим компания планирует стать комплексным поставщиком бесшовных обсадных и насосно-компрессорных труб, обслуживающих Чаяндинское и Ковыктинское месторождения, где будет добываться газ для наполнения «Силы Сибири».

– Будет ли способствовать увеличению поставок на отечественный рынок государственная политика импортозамещения?

– Непростая ситуация на отечественном рынке, обусловленная внешнеполитическими факторами, растущими ценами на лом, низкой стоимостью нефти и, как следствие, снижением спроса на трубную продукцию, – не только серьёзный финансово-экономический вызов для компании, но и возможность совершить значительный прорыв на некоторых нишевых рынках.

На данный момент ТМК – единственная компания на территории России и других стран СНГ, которая производит весь спектр нефтегазовой продукции, попавшей под действие секторальных санкций, а также единственный на отечественном рынке комплексный поставщик трубных решений. При этом в нашей продуктовой линейке есть уникальные предложения. Например, ТЛТ – высокотехнологичные трубы с повышенными теплоизоляционными свойствами, предназначенные для эксплуатации на нефтегазовых месторождениях в условиях Крайнего Севера. Такие трубы в России выпускаем только мы, а в мире ТМК – один из трёх производителей ТЛТ. Бесспорно и наше лидерство в сфере премиальных соединений, используемых при освоении месторождений шельфа и бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Таким образом, сложившаяся ситуация предоставляет нам возможность укрепить позиции на этих и некоторых других рынках. Несомненно, государственный курс на импортозамещение в сфере нефтегазового оборудования будет только способствовать развитию. Значительно повысилась и готовность российских нефтегазовых компаний к плодотворному сотрудничеству. ■



10-ый юбилейный конгресс и 4-я церемония награждения

**СЭКОНОМЬТЕ 20%
ПРИ РЕГИСТРАЦИИ
ДО 30 ИЮНЯ!**

26-27 ноября
Санкт-Петербург

200+ РУКОВОДИТЕЛЕЙ

ТРАНСПОРТИРОВКА, ПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ НЕФТИ, СУГ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Oil TERMINAL 2015

Организатор:
VOSTOC K CAPITAL

ВИЗИТЫ НА ТЕРМИНАЛЫ:

ПЕТЕРБУРГСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ • ПОРТ УСТЬ-ЛУГА • ЛУКОЙЛ-ВЫСОЦК II
НЕФТЕБАЗА «УСТЬ-ЛУГА» • СПЕЦМОРНЕФТЕПОРТ ПРИМОРСК • БТС-2

**НАШИ
ПОСТОЯННЫЕ
УЧАСТНИКИ
ЗА 10 ЛЕТ**

Aker Solutions

Port of Amsterdam

PLATTS

WILSON

HEURTEY PETROCHIM

FMC

FLOWSERVE

Olimps

TRAVELERS

WILSON

ABT

Endress+Hauser

EN

ПОТЭК

WILSON

TRANSCHECT

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

WILSON

Дарья Моторнова директор по развитию бизнеса,
предоставит полную информацию по участию

dmotornova@vostockcapital.com
Тел: +44 207 394 30 97 (Лондон)
Тел: +7 (499) 505 1 505 (Москва)

Курс на повышение эффективности

В условиях кризиса приоритет будет отдаваться тем технологиям, которые способны одновременно и поддержать уровень добычи, и снизить издержки

Михаил ЧЕРКАСОВ,
директор департамента «Нефть и газ»
компании Schneider Electric в России

Несмотря на кризис и снижение цен на нефть, спрос на инновации в нефтегазовой отрасли сохранится. Он будет связан со стремлением бизнеса поддерживать падающую добычу, повысить рентабельность существующих месторождений и приступить к разработке новых активов. И в этих условиях повышается роль тех технологий, которые способны, с одной стороны, обеспечить поддержание производственных показателей на стабильном уровне, а с другой стороны, максимально снизить текущие издержки. И первое место среди таких технологий занимает концепция «умное месторождение».

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТРЕНДЫ 2015-ГО

Текущая ситуация в нефтегазовой отрасли определяется рядом факторов. Многие из них лежат на поверхности и активно обсуждаются – это падение цены на нефть и секторальные санкции. Но не менее важным фактором является и состояние основных российских нефтегазовых активов.

Большинство наших месторождений находится на стадии падающей добычи, и уже в ближайшие годы объёмы производства нефти ощутимо снизятся. В связи с этим компаниям предстоит решить две задачи. Во-первых, удержать добычу на текущем уровне. Для этого нужно увеличить коэффициент извлечения сырья и общую эффективность месторождений. Во-вторых, необходимо пополнять ресурсную базу, а значит, активно заниматься разведкой новых залежей углеводородов. Параллельно из эксплуатации должны выводиться старые и неэффективные участки.



К слову, некоторые участки, находящиеся на поздней стадии разработки, потеряв свою ценность для крупных компаний, могут оставаться рентабельными для малого и среднего бизнеса. Если на законодательном уровне будет предусмотрена возможность передачи таких участков от ВИНК небольшим предприятиям, это позволит вдохнуть в них новую жизнь, и в итоге появится шанс увеличить совокупную добычу нефти в стране.

Конечно, сегодня всех волнует вопрос: смогут ли нефтегазовые компании инвестировать средства в собственное развитие с учётом экономической ситуации? Ни у кого нет иллюзий, что 2015 год будет простым в этом отношении. Уже ска-

зываются секторальные санкции, перекрывшие доступ к «длинным» деньгам зарубежных банков. Часть инвестпрограмм отменена или сдвинута на более поздний срок.

Тем не менее отказ от вложения денег в геологоразведку, разработку новых активов и повышение эффективности существующих может иметь крайне негативные последствия: через несколько лет нашей стране просто нечего будет экспортировать. Сегодня это все понимают. Следовательно, так или иначе, инвестиции будут продолжаться, хотя и станут более избирательными.

Достаточная определённость в инвестпрограммах компаний появится, когда

цены на нефть наконец-то стабилизируются. Но вряд ли кто-то сможет дать точный прогноз относительно дальнейшего развития событий. Со стабилизацией цены – на каком бы уровне это ни произошло – придут и осознанные планы развития.

Понятно, что наибольшие проблемы возникнут в отношении новых проектов. Значительная часть ещё не освоенных российских месторождений представляет собой трудноизвлекаемые запасы. Значит, здесь потребуются не только крупные вложения, но и привлечение зарубежных технологий, ряд из которых сегодня находятся под санкциями США и Евросоюза.

С «УМНЫМИ» ТЕХНОЛОГИЯМИ – К ВЫСОКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

В текущих условиях особенно актуальной становится задача повышения эффективности существующих месторождений. С одной стороны, добычные компании нуждаются в технологиях, позволяющих оптимизировать отдачу пласта, с другой – в инструментах, дающих возможность максимально сократить издержки и время простоев.

Повысить рентабельность можно за счёт внедрения систем автоматизации, существенно снижающих количество персонала и соответственно расходы на него. Другой метод связан с применением систем моделирования «пласт – поверхность» и систем управления насосами для добычи нефти – ШГН и ЭЦН. Они дают экономии энергоресурсов и позволяют сбалансировать процесс добычи.

Но наиболее комплексный подход к проблеме повышения эффективности предполагает концепция «умное месторождение», или Smart Field, являющаяся по сути системой управления процессом добычи в режиме реального времени и дающая возможность оптимально использовать нефтяной пласт, продлевая его жизненный цикл. Кроме того, Smart Field управляет энергоснабжением, оптимизирует потребление электроэнергии и воды, тем самым снижая затраты. С помощью интеллектуальных технологий можно достичь максимальной производительности, свести к минимуму простой оборудования. Всё это уменьшает стоимость владения активом и увеличивает объёмы добычи.

В отличие от традиционных систем автоматизации, «умные» технологии дают возможность вносить корректировки в режиме реального времени, гибко под-

страиваться под существующие условия и даже прогнозировать их изменения в краткосрочной перспективе. Множество беспроводных датчиков (расхода, температуры, давления) обеспечивают надёжную обратную связь, что позволяет видеть результаты управляющих воздействий и при необходимости менять тактику.

Smart Field даёт возможность моделировать различные события и ситуации, испытывать новые сценарии в программе, достаточно точно симулирующей все особенности реального объекта. Это не только экономит время и средства, но и повышает безопасность, помогает избежать аварий.

Пока в России примеры внедрения всего комплекса интеллектуальных технологий единичны, да и в мире это направление только начинает развиваться. Однако мы видим, что большинство крупных отечественных нефтегазодобывающих компаний проявляют серьёзную заинтересованность во внедрении данной концепции. Отдельные компоненты Smart Field, разработанные Schneider Electric, уже сегодня успешно реализуются на многих месторождениях в нашей стране и за рубежом. И мы уверены, что процесс освоения интеллектуальных технологий будет продолжаться.

Комплексный подход в интересах клиента

В рамках концепции «умное месторождение» Schneider Electric предлагает системы моделирования, управления насосами различных типов (штанговых, глубинных, погружных, винтовых), а также решения по системам телемеханики на основе проводных и беспроводных датчиков.

Нами разработаны системы диспетчеризации энергопотребления и отображения, анализа данных для управления одной скважиной, группой скважин и целым месторождением. Предложение Schneider Electric в области автоматизации существенно расширилось с момента приобретения компании Invensys в 2014 г.

Помимо этого мы традиционно предлагаем нефтегазовым компаниям широкую линейку электроэнергетического оборудования; проектируем системы низкого, среднего и высокого напряжения; работаем в области технического и коммерческого учёта электроэнергии и диспетчеризации электроснабжения различных объектов отрасли.

Наш портфель включает системы автоматизации и видеонаблюдения для нефтеперерабатывающих заводов, контрольно-диспетчерский пульт с автономным питанием для удалённых месторождений. Мы можем обеспечить и бесперебойное питание целых месторождений с нестабильным энергообеспечением.

Ещё один востребованный продукт – система диспетчеризации нефтепроводов, выполненная на SCADA-платформе OASyS и включающая в себя систему определения утечек на нефтепроводах, что весьма актуально для России.

Schneider Electric постоянно работает над созданием новых решений. В направление R&D вкладывается порядка 5% годового оборота, это более 1 млрд евро в год.

Сегодня одним из ключевых конкурентных преимуществ вендора становится способность предложить комплексный продукт. Отнюдь не случайно Schneider Electric в большинстве договоров старается выступать в качестве контрактора MAC (Main Automation Contractor) и /или MEC (Main Electrical Contractor). Это предполагает, что мы обеспечиваем полный спектр решений по энергоснабжению или автоматизации объекта, в том числе программное обеспечение.

Другое конкурентное преимущество нашей компании – активная политика по локализации бизнеса в странах присутствия. За последние три года Schneider Electric инвестировала в Россию около 700 млн долларов. В свете обесценивания рубля и принятого в стране курса на импортозамещение правильность ставки на локализацию становится всё более очевидной, хотя на самом деле близость производства к потребителю определяет успех в любых экономических условиях, поскольку позволяет более полно и быстро удовлетворять спрос, адаптировать продукты и решения под местные стандарты, экономить на логистике.

На сегодняшний день у Schneider Electric в России семь производственных площадок. Локализация производства электрооборудования достигает 60%. Кроме того, у компании два исследовательских центра, в которых трудятся только российские инженеры. Всё это свидетельствует о том, что Россия для Schneider Electric является одним из приоритетных рынков. Компания работает в российском ТЭК более 40 лет, верит в её будущее и надеется и дальше укреплять свои позиции на этом рынке. ■

«Космический» ответ на «земные» проблемы

Использование технологий спутникового мониторинга позволяет снизить экологические и промышленные риски нефтегазовых компаний



Алёна ЧЕРЕМИСОВА,
руководитель отдела по работе
с природно-ресурсными отраслями
Департамента продвижения проектов
Группы компаний «СКАНЭКС»

Нефтегазовый комплекс является одним из ведущих в российской экономике: эта тенденция сохранялась на протяжении многих лет, и в ближайшем будущем именно НГК станет определять состояние и перспективы развития страны. Сегодня ТЭК России имеет большой инновационный потенциал для освоения новых перспективных территорий (Арктика, Восточная Сибирь). В связи с этим всё более актуальным становится использование пространственных данных с целью оптимизации производственных процессов, обеспечения экологической и промышленной безопасности, взаимодействия с субъектами РФ в сфере контроля экологического и инженерно-технического состояния объектов, а также для удешевления процессов разведки и добычи углеводородного сырья.

НАМ СВЕРХУ ВИДНО ВСЁ

Компании, работающие в нефтегазовом секторе, сталкиваются с повышенными рисками и издержками, обусловленными сложными природно-климатическими условиями в основных районах нефтедобычи и необходимостью неукоснительного соблюдения требований экологической и промышленной безопасности. Как можно их снизить?

Спутниковая съёмка и новые способы обработки геопространственной информации при помощи отечественного ПО (ScanEx Image Processor), разработанного Группой компаний «СКАНЭКС», позволяют сопровождать реализацию нефтегазового проекта на всех его этапах, оценивать развитие промышленной инфраструктуры месторождений и проводить дополнительное проектирование и планирование.

На протяжении многих лет «СКАНЭКС» успешно внедряет сервисы оперативного спутникового мониторинга для нефтегазовых компаний. В частности, наши специалисты реализовали проекты по спутниковому мониторингу экологической ситуации в Каспийском море (по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»), ледовой обстановки в Печорском море (ООО «Газпромнефть-Сахалин»), Астраханского ГКМ (ООО «Газпром добыча Астрахань»), линейных объектов (ООО «НИИ ТНН»), оценке экологического состояния промышленной инфраструктуры на месторождениях (ТНК-ВР) и др.

Сервисы ГК «СКАНЭКС», предназначенные для нефтегазовой отрасли, предоставляют следующие возможности:

- геоинформационный сервис на основе спутниковой съёмки высокого и сверхвысокого разрешения с целью систематизации и хранения данных в виде единого информационного пространства для всех подразделений и подрядных организаций;
- спутниковый мониторинг промышленной безопасности (состояние техни-

ческих объектов и их непосредственного окружения, а также полос отвода, технологических коридоров, транспортных коммуникаций; спутниковый мониторинг морских акваторий с целью обеспечения безопасности СПБУ);

- экологический спутниковый мониторинг (обнаружение аварийных нефтеразливов в пределах лицензионных участков, осуществление ландшафтного картографирования, отслеживание распространения плёночных загрязнений на поверхности моря и т. д.);

- спутниковый мониторинг чрезвычайных ситуаций и техногенных катастроф (обнаружение ЧС вблизи месторождений, трубопроводов и промышленных объектов). К их числу относятся: лесные пожары, паводки и наводнения, просадки грунтов, оползневые и обвално-осыпные процессы и т. д.

Опыт внедрения оперативных сервисов, работающих в формате 24/7 (24 часа, 7 дней в неделю), показал преимущество космической съёмки для деятельности нефтегазовых компаний. Рассмотрим некоторые из реализованных проектов.

«КОСМИЧЕСКАЯ» ЗАЩИТА ПРИРОДЫ

С 2009 г. «СКАНЭКС» осуществляет оперативный спутниковый мониторинг северной части акватории Каспийского моря в интересах ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Его цель – выявление загрязнений морской поверхности нефтепродуктами и определение их вероятных источников, оценка ледовой обстановки и навигационно-судовой активности в районе проведения работ, а также обнаружение естественных выходов нефти на поверхность. Мониторинг основан на российских технологиях: ScanNet (с использованием нескольких спутников), Scanex GeoMixer (Веб-ГИС для интеграции, визуализации и оперативного анализа), «Скандрифтер» (расчёт траекторий движения плавающих



объектов с учётом данных о гидрометеорологических условиях).

Такой подход позволяет с высокой точностью обнаруживать нефтяные загрязнения, а также определять их тип (судовые разливы, выбросы рек, результаты аварий, грифоны и т. д.). В качестве основного источника информации используются радиолокационные данные. Их преимущество в том, что спутниковая съёмка осуществляется при любой погоде, не зависит от облачности. Это позволяет при необходимости проводить мониторинг с максимальной частотой.

Для оценки экологического состояния морской среды ежесуточно на основе данных спектрорадиометров MODIS спутников Terra и Aqua осуществлялась генерация трёх видов продуктов: карт концентрации хлорофилла-а, взвеси и температуры морской поверхности. В период ледостава при помощи радиолокационных изображений и снимков MODIS проводились оценка общей ледовой обстановки и мониторинг динамики ледяного покрова.

Многолетний мониторинг Каспийского моря показал, что большая часть обнаруженных на спутниковых снимках

плёночных загрязнений представляет собой судовые разливы, произведённые в результате сброса вод машинного отделения, льяльных вод и прочих жидких отходов, содержащих нефтепродукты. Они детектировались в основном вдоль или вблизи судоходных трасс или в районах судовой активности. При обнаружении плёночного загрязнения производится моделирование распространения пятна на 48 часов и более «назад» (для выявления места его образования) и на 48 часов и более «вперёд» (для расчёта его дальнейшего дрейфа). После установления вероятного места возникновения пятна определяются суда, вероятно, причастные к загрязнению. В этом случае используются данные системы автоматической идентификации судов (АИС).

Вместе с тем, мониторинг не выявил нефтяных загрязнений, связанных с работами на месторождении им Ю. Корчагина, а также в пределах лицензионного участка и около других объектов ТЭК. Это объясняется эффективными мерами экологической и промышленной безопасности, которых придерживается «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Также

спутниковый мониторинг обнаружил аномально высокую активность естественных источников нефти, особенно в южной части Каспия.

Экологический спутниковый мониторинг осуществляется и при проведении работ на суше. Он базируется на использовании мультиспектральных данных космической съёмки, позволяющих на основе анализа спектральных характеристик наземных объектов выявлять границы и определять параметры естественных ландшафтов и антропогенно нарушенных территорий. Для разработки методики оценки воздействия добычи нефти и газа на окружающую среду совместно с компанией ТНК-ВР был реализован проект по мониторингу ряда месторождений, расположенных в ХМАО и Приволжском нефтегазоносном бассейне. По его результатам создана и протестирована методика комплексного экологического мониторинга районов добычи углеводородного сырья.

Среднемасштабные оптические снимки позволяют выявлять площадные воздействия со стороны нефтегазовой инфраструктуры в неосвоенной лесной зоне. К числу таких воздействий относятся: загрязнения нефтепродуктами в результате аварийных разливов; изменение растительности, вызванное освоением территории; косвенно индуцируемые лесные пожары и вырубки и т. д.

При помощи оптических снимков высокого и сверхвысокого разрешения можно провести оценку воздействия нефтегазодобычи в освоенной лесной и лесостепной зонах. В ходе полевых обследований в рамках данного проекта выяснилось, что дешифрирование космических снимков может существенно снизить расходы на инвентаризацию загрязнённых нефтепродуктами территорий.

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ: ВИД СО СПУТНИКА

С целью оценки ледовой обстановки по заказу ООО «Газпромнефть-Сахалин» проводился ежедневный спутниковый мониторинг акватории Печорского моря с использованием радиолокационной и оптической съёмки. Отслеживалось

положение крупных ледовых образований и кромки льда по отношению к производственным объектам компании, а также изучалась их динамика. Готовые продукты предоставлялись в оперативном режиме через закрытый веб-портал и в виде экспресс-отчётов, составленных по результатам совместного анализа оптических и радиолокационных снимков и данных о гидрометеорологической обстановке в регионе. Это позволило заказчику должным образом реагировать на потенциальные риски, связанные с ледовой обстановкой.

В 2011 г. ГК «СКАНЭКС» осуществляла информационное сопровождение процесса транспортировки платформы «Приразломная» в Баренцевом море. Для мониторинга главным образом использовались радиолокационные изображения аппаратов RADARSAT-1 и RADARSAT-2, а также снимки с оптических спутников EROS B и SPOT 4/5. Для оперативного получения спутниковой информации была задействована собственная сеть наземных станций. Результаты мониторинга отображались на закрытом геопортале.

На основе спутниковых данных отслеживался процесс транспортировки платформы, оценивалась судовая обстановка в данном районе. Кроме того, велось наблюдение за возможными разливами нефтепродуктов. Опыт проведения подобных операций был получен в ходе мониторинга места установки верхних строений платформы ПА-Б на Пильтун-Астохском нефтегазовом месторождении (северо-восточный шельф о. Сахалин, оператор «Сахалин Энерджи»). Он осуществлялся летом 2007 г. с использованием радиолокационных данных.

Детальный анализ результатов космического мониторинга, проведённый совместно со специалистами Института океанологии РАН, показал, что транспортировка и установка платформы «Приразломная» прошли при строгом соблюдении стандартов технической и экологической безопасности. Судовых разливов в данном районе обнаружено не было.

Вместе с тем, данный проект ещё раз продемонстрировал, что оперативную и всепогодную космическую радиолокационную съёмку высокого разрешения и широкого обзора целесообразно применять как для мониторинга районов добычи и транспортировки нефти, так и для наблюдения за различными явлениями и процессами в море, для слежения за судами.

Промышленный спутниковый мониторинг используется и на сухопутных объектах. С 2012 г. «СКАНЭКС» осуществляет его в интересах ООО «Газпром добыча Астрахань» с целью выявления случаев незаконной застройки, нарушений почвенного покрова и других изменений на территории Астраханского газоконденсатного месторождения.

Методики обработки данных включают автоматизированный анализ мультиспектральных космических снимков и методы поиска изменений (Change Detection). Использование данных субметрового пространственного разрешения обеспечивает высокую точность определения границ объектов и позволяет проводить картографирование в крупных масштабах, вплоть до 1: 5 000.

Предлагаемая технология позволяет не только зафиксировать наличие объекта, но и оценить темпы строительства, провести анализ изменений состояния каждого конкретного сооружения и его окружения, выявить динамику развития промышленной и транспортной инфраструктуры.

Результаты обработки ДДЗ представляются на специальном портале, основанном на технологии GeoMixer. Там отображается динамика изменений застройки и почвенного покрова, размещаются снимки и построенные на их основе векторные карты. Геоинформационная система (ГИС) позволяет организовать хранение, визуализацию, анализ, обработку и другие операции с пространственными данными. С помощью ПО GeoMixer, устанавливаемого на сервер, можно создавать различные по области применения и уровню сложности ГИС.

При проведении детальной спутниковой съёмки нефтепроводной магистрали Восточная Сибирь – Тихий океан были созданы тонально сбалансированные ортотрансформированные покрытия – спутниковые мозаики (масштаб 1:5000 – 1:10000), которые представлены на тематическом геопортале. Они охватывают участок трубопровода протяжённостью более 2500 км. Для создания мозаик использовались показатели с космических аппаратов GeoEye-1, IKONOS, SPOT5, IRS-P5, Cartosat-1, WorldView-1, WorldView-2, QuickBird, ALOS, а также программное обеспечение ScanEx Image Processor. В свою очередь, тематический геопортал работает на основе технологии GeoMixer, которая обеспечивает лёгкий и быстрый доступ к данным.

ЗАЩИТА ОТ КАТАСТРОФ И СУДЕБНЫХ ИСКОВ

Чрезвычайные ситуации природного характера вблизи объектов ТЭК могут привести к крупным техногенным авариям. Поэтому своевременное обнаружение опасных явлений (пожары, половодье, оползневые процессы) позволяет контролировать промышленную безопасность. Так, при проведении ежедневного оперативного спутникового мониторинга пожарной обстановки в России был зафиксирован пожар в 5 км к северо-востоку от насосно-перекачивающей станции «Комсомольская» Каспийского трубопроводного консорциума.

Термальные аномалии фиксируются с помощью датчиков MODIS спутников Terra и Aqua. На основе детальной информации анализируются площади гарей, проводится оценка ущерба, нанесённого огнём. Спутниковые данные, а также сопутствующая информация о пожарной обстановке в РФ ежедневно обновляются на тематическом сервисе.

Материалы космической съёмки могут использоваться в качестве доказательств в судебных процессах, поскольку они являются объективным отображением действительности и полностью исключают воздействие человеческого фактора. Данные ДЗЗ уже сейчас стали доступным доказательным инструментом для нефтегазовых компаний, юридических фирм, страховых компаний и государственных органов.

Итак, в результате внедрения информационных сервисов заказчик получает:

- мощную информационную поддержку на всех этапах жизненного цикла месторождения;
- объективную доказательную базу по срокам возникновения загрязнений, ущербу от них и успешности проведения рекультивационных мероприятий;
- своевременное определение источников и мониторинг развития процессов загрязнения окружающей среды;
- безопасные и экономически эффективные проекты развития инфраструктуры;
- контроль устранения последствий ЧС.

Использование единой информационной платформы позволяет обеспечить оперативный доступ к необходимым данным специалистам различного профиля, повысить экономическую эффективность хозяйственной деятельности и обеспечить качество производственных процессов.

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



10 сентября 2015 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** **Модернизация производств для переработки нефти и газа**

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



14 октября 2015 **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** **Нефтегазовый сервис в России**

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



8 декабря 2015 **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** **Подряды на нефтегазовом шельфе**

Освоение нефтегазового шельфа — сложная в финансовом и техническом отношении проблема, решать которую необходимо совместно с металлургами, судостроителями, вертолетостроителями, поставщиками строительной техники и другими смежными отраслями. Традиционно в конференции «Нефтегазшельф» участвуют иностранные компании.



17 марта 2016 **НЕФТЕГАЗСНАБ** **Снабжение в нефтегазовом комплексе**

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



24 мая 2016 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** **Строительство в нефтегазовом комплексе**

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

**26 ИЮНЯ****Десятая
международная конференция****Метанол 2015**

Компания «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» приглашает вас принять участие в работе Десятой международной конференции «Метанол 2015». Юбилейное мероприятие пройдет 26 июня в г. Санкт-Петербург.

Ухудшение экономической ситуации и западные санкции негативно повлияли на российский рынок метанола: цены на свободные объемы метанола увеличились в 1.5-2 раза, возникли проблемы с привлечением инвестиций. Как будет развиваться рынок в сложившихся условиях – основная тема конференции.

Также на мероприятии будут рассмотрены следующие вопросы:

- Состояние и перспективы развития российского и мирового рынков метанола.
- Перспективы реализации заявленных проектов по производству и переработке метанола на территории РФ с учетом санкций.
- Возможное изменение конфигурации рынка при вводе новых мощностей.
- Влияние колебаний курсов валют на экспортоориентированный рынок.
- Развитие экспортной инфраструктуры и логистики.
- Возможное изменение направлений сбыта продукции российских компаний.
- Оценка развития потребляющих отраслей и возможность появления иных направлений использования метанола в РФ.

Дополнительную информацию о предстоящей конференции можно получить по тел. + 7 (495) 797-49-07 или e-mail: org@creonenergy.ru



Дисбалансы ТОПЛИВНОГО рынка

Для подготовки к новому возможному росту потребления автобензинов в России необходимо осуществить ряд организационно-технологических мероприятий

Михаил ЕРШОВ,
кандидат технических наук, заведующий лабораторией по разработке перспективных
и специальных бензинов;

Вячеслав ЕМЕЛЬЯНОВ,
доктор технических наук, заведующий отделом разработки, исследований
и испытаний бензинов и присадок к ним
(ОАО «ВНИИ НП»)

Основным топливом для легковых автомобилей в России является бензин, поэтому производить его в тех объёмах и того качества, которые требуются, – одна из главных задач нефтеперерабатывающей промышленности.

Создание условий для повышения конкурентоспособности отраслей экономики и отдельных ключевых продуктов – приоритетная задача экономической политики любого государства. Неизбежным следствием такой политики является импортозамещение. В нефтепереработке сложился очевидный дисбаланс в пользу зарубежных компаний в сферах технологий, инжиниринговых услуг, катализаторов, присадок и смазочных материалов. Даже в области моторных топлив существует ряд проблем. Несмотря на положительный торговый баланс автомобильных бензинов, тенденции последних лет (с 2007-го по 2014 г.) следующие (см. рис. 1): снижение доли экспорта автобензинов от общего объёма их производства с 18,5% до 11% и увеличение доли импорта с 0,3% до 4%; сокращение выхода бензина от общего объёма первичной переработки с 15,7% до 13,3%.

НЕ ОСТАТЬСЯ ЛИ В «ЧЕТВЁРТОМ КЛАССЕ»?

В отличие от количественных показателей, в качественной структуре выпуска автобензинов произошли существенные положительные изменения. В первую очередь это касается экологических характеристик, которые за последние годы радикально улучшились. Только с 2010-го по 2014 г. доля автобензинов 4-го и 5-го экологических классов увеличилась с 14 до 85% [3]. Ключевое ограничение, которое необходимо было преодолеть, – это снижение доли бензина реформинга для соответствия норме по содержанию ароматических углеводородов, – не более 35% об., что было достигнуто в основном за счёт строительства установок изомеризации пентан-гексановой фракции на многих крупных НПЗ. При этом главной движущей силой произошедших перемен явилось введение дифференцированной шкалы акцизов на бензины разных экологических классов.

В 2012–2014 гг. средняя разница между налогом для топлив 3-го и 5-го классов составила 3228 руб./т, или около 2,4 руб. за литр бензина [4].

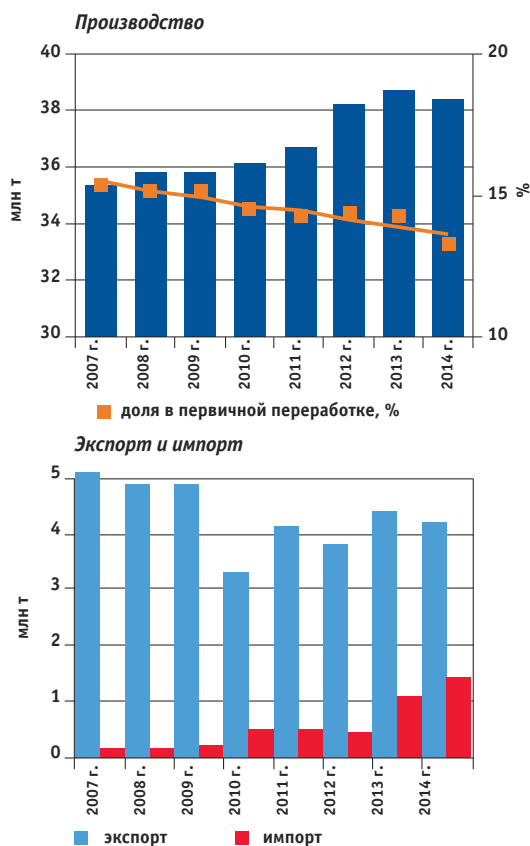
Достижение высоких экологических характеристик бензина всегда сопровождается сокращением потенциала его производства за счёт невозможности вовлечения определённых компонентов (бензина риформинга, крекинга, прямогонных фракций и др.). Поэтому столь резкое улучшение экологической структуры выпуска автобензинов в РФ, безусловно, стало одной из причин снижения профитности его внутреннего рынка.

Уменьшение производственного потенциала должно оправдываться достижением главной цели – улучшением экологической обстановки за счёт снижения токсичности отработавших газов автомобилей. Однако «чистота» отработавших газов главным образом зависит от автомобиля, а не от топлива, точнее – от эффективности работы системы каталитической нейтрализации отработавших газов, что в конечном итоге определяет экологический класс автомобиля (Евро-3, 4, 5). Поскольку структура отечественного автопарка по нормам токсичности, несмотря на успехи в производстве бензинов 4-го и 5-го классов, изменилась незначительно (см. рис. 2), можно заключить, что гигантские инвестиции в нефтепереработку не привели к адекватному улучшению экологической ситуации.

Безусловно, достигнутый уровень экологических свойств бензина необходимо использовать в максимальной степени, что возможно при ускоренном обновлении автопарка и увеличении доли техники с нормами выбросов Евро-5 и выше. Согласно планам Евразийской экономической комиссии [6], все легковые автомобили, выпускаемые на территории стран Таможенного союза, должны с 2017 г. соответствовать стандарту Евро-5. Но даже если эти планы осуществляются, то в отечественном автопарке доля таких автомобилей достигнет 50% только к 2025 г. Однако с 2016 г. на территории России в обращении должен находиться только бензин 5-го класса, который в течение долгих лет будет сгорать в не соответствующих ему автомобилях, не принося ожидаемого эффекта и вызывая дополнительные затраты на производство.

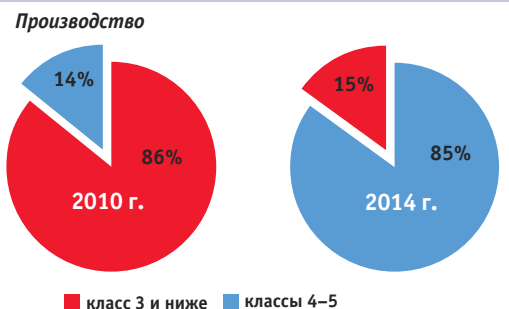
Для рационального использования производственных ресурсов разумно не-

Рис. 1. Производство, экспорт и импорт автобензинов в России в 2007–2014 гг.



Источники: Минэнерго, Федеральная таможенная служба [1, 2].

Рис. 2. Экологическая структура производимых бензинов в 2010-м, 2014 г. и парка легковых автомобилей в 2013 г. в России



Источник: Минэнерго [1].

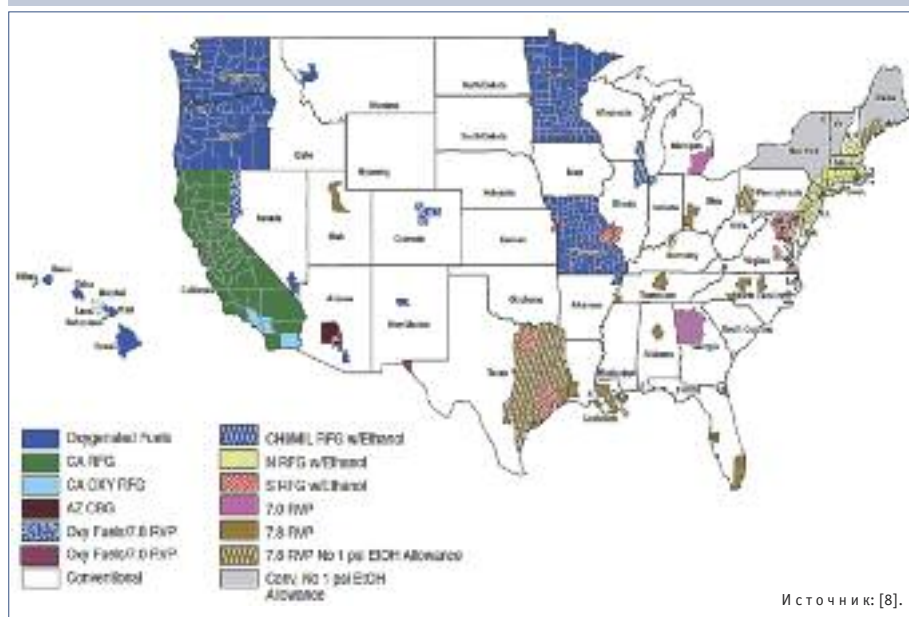
Источник: [5].

сколько изменить подход к регулированию экологических характеристик бензинов. В последнее время в научно-технических публикациях поднимается вопрос о введении региональных требований к автомобильным бензинам [7]. Упрощенно его можно представить так: там, где плотность населения высокая и есть проблемы с экологией, нужен бензин 5-го класса, где низкая – 3-го класса и ниже. В обоснование такого подхода приводится опыт США и указывается, что в этой стране действует сложная система требований к экологическим свойствам бензина в зависимости от региона. Это действительно так (рис. 1), однако, несмотря на сложность системы в США, базовым принципом является обеспечение нормальной работы эксплуатируемых автомобилей, в том числе по уровню выбросов вредных веществ, в каких бы штатах они ни заправлялись.

В белых зонах на карте (см. рис. 3) действуют обязательные требования к «стандартному» бензину (conventional gasoline). Он примерно эквивалентен российскому экологическому классу 4, и любая машина, эксплуатируемая в США, может заправляться таким топливом. При этом её владелец не лишится гарантийного обслуживания, а выбросы отработавших газов будут соответствовать нормам для транспортного средства.

В районах с напряжённой экологической обстановкой установлены специфические ужесточающие требования. Например, к реформулированному бензину (RFG), для которого действуют более жёсткие нормы по содержанию олефиновых и ароматических углеводородов, в том числе бензола. Для районов с наихудшей «озоновой» ситуацией и с сильным загрязнением воздуха введён ряд дополнительных программ. В част-

Рис. 3. Карта требований к экологическим характеристикам автомобильных бензинов в США



во применяется для двигателей с большей степенью сжатия, от которой зависят экономичность их работы и, следовательно, удельные выбросы CO_2 . Детонационная стойкость условно выражается значениями октановых чисел, повышение которых – наиболее затратная часть технологии производства автомобильных бензинов.

В период с 2004-го по 2014 г. (см. рис. 4) доля бензинов с октановым числом 92 ед. и выше по исследовательскому методу увеличилась с 56,5 до 94,9%.

Это произошло благодаря изменению структуры отечественного автопарка. В табл. 1 приведены требования автопроизводителей к октановому числу бензина по 20 наиболее продаваемым моделям легковых автомобилей в России в 2012–2014 гг. Как видно, только 4 из 20 моделей допускают использование бензина АИ-92, для всех остальных рекомендуется топливо с октановым числом

ности, калифорнийский реформулированный бензин должен содержать помимо прочего не менее 1,8% связанного кислорода в виде специальных компонентов (оксигенатов), которые способствуют снижению токсичности отработавших газов автомобилей. В отдельных штатах введены программы по регулированию испаряемости топлив. Например, устанавливаются пониженные нормы по верхнему пределу давления насыщенных паров (RVP) в летний период и т. д.

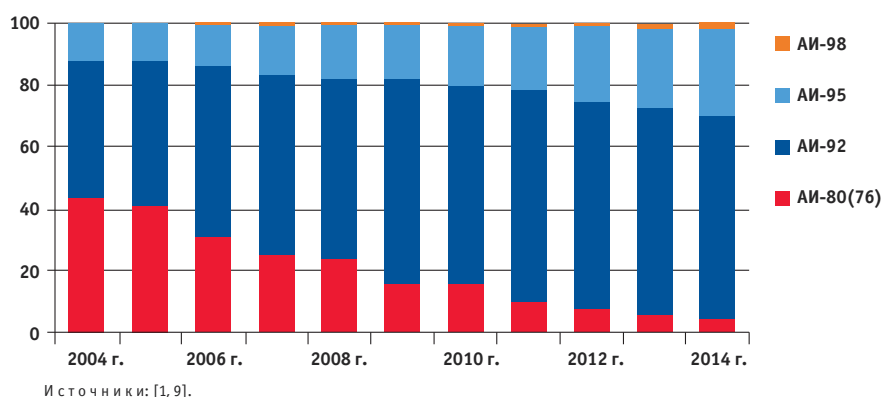
Возвращаясь к нашей стране, следует отметить, что для рационального использования достигнутого уровня экологических свойств бензинов и потенциала отечественных НПЗ целесообразно в качестве базового уровня требований к автомобильному бензину установить нормы 4-го класса. А выпуск бензинов 5-го класса и выше можно стимулировать экономическими методами, например акцизами.

Октановому числу нужна ПРОГРАММА

Помимо улучшения экологических характеристик выпускаемых в России бензинов, за последние 10 лет произошло серьёзное изменение структуры их производства по маркам детонационной стойкости, которая является одним из важнейших свойств автомобильного бензина. Способность противостоять детонационному горению имеет не только эксплуатационное, но и экологическое значение: высокооктановое топли-



Рис. 4. Производство автобензинов по маркам в 2004–2014 гг., % к их общему объёму



не менее 95 ед. по исследовательскому методу.

Во многих ведущих странах производство автомобильных бензинов различной детонационной стойкости координируется специальными программами. В них определяется оптимальный уровень октановых чисел, учитывающий возможности нефтепереработки и автопроизводителей, при которых достигается наибольший экологический и экономический эффекты. Например, в ЕС, где приоритет – улучшение экологической ситуации, преимущественную долю (более 99,5%) занимают бензины АИ-95, АИ-98 и выше. В США, напротив, 90% потребляемого топлива эквивалентно отечественной марке АИ-92 – такой уровень детонационных свойств обеспечивает максимальный положительный эколого-экономический эффект (см. рис. 5).

При этом как в странах ЕС, так и в США потребление бензинов по маркам полностью соответствует структуре автопарка по требованиям к детонационной стойкости топлива (см. табл. 2).

В России изменение структуры производства автомобильных бензинов, как видно из рис. 1 и табл. 1, происходит по европейскому сценарию. Однако это не является результатом целенаправленной реализации некоей программы – таковая в этой области в России отсутствует. Более того, на государственном уровне вообще не существует прогнозирования изменения спроса на топливо в разрезе его детонационной стойкости. Это приводит к некоторым странным ситуациям. Например, возьмём требования автомобилей Lada к октановому числу топлива. В руководствах по эксплуатации данной марки говорится о необходимости заправляться только автомобильным бензином АИ-95 (Премиум Евро-95). При этом многие зарубежные автоконцерны для своих бюджетных моделей (например, Hyundai Solaris, Kia New Rio, Renault Logan, Nissan Almera и др.), имеющих схожие с отечественными автомобилями характеристики двигателей (а иногда и превосходящие их), в качестве штатного топлива определяют бензины АИ-91/92.

Таким образом, для рационального использования высокооктановых бензинов необходима постоянно действующая программа по оценке фактических детонационных требований двигателей, анализу состояния и прогнозу развития автопарка в данном разрезе.

Табл. 1. Требования к детонационной стойкости бензина наиболее продаваемых новых легковых автомобилей в России в 2012–2014 гг.

№	Марка	Модель	Количество, шт.	Требования к марке бензина
1	Lada	Granta	440908	АИ-95
2	Hyundai	Solaris	339411	АИ-91/95
3	Kia	New Rio	268166	АИ-91/95
4	Lada	Kalina	253459	АИ-95
5	Lada	Priora	231456	АИ-95
6	Renault	Duster	207184	АИ-91/95
7	VW	Polo	200903	АИ-95
8	Ford	Focus	187221	АИ-95
9	Renault	Logan	170062	АИ-91/95
10	Chevrolet	Niva	156116	АИ-95
11	Lada	4x4	149281	АИ-95
12	Chevrolet	Cruse	147188	АИ-95
13	Lada	Largus	137360	АИ-95
14	Renault	Sandero	129218	АИ-95
15	Nissan	Qashqai	109242	АИ-95
16	Lada	Samara	108069	АИ-95
17	Toyota	RAV 4	105970	АИ-95
18	Toyota	Camry	101631	АИ-95
19	Kia	Sportage	96773	АИ-95
20	Kia	New Ceed	76168	АИ-95

Источник: [10, 11].

Рис. 5. Производство автобензинов по маркам в США и ЕС в 2013 г.

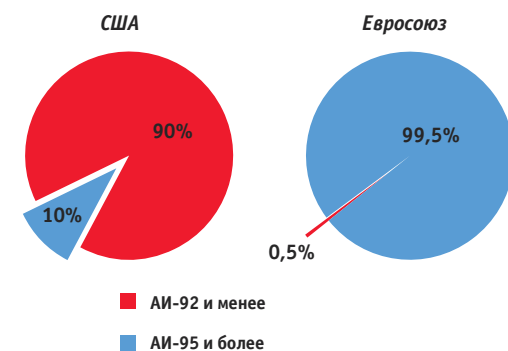


Табл. 2. Требования к детонационной стойкости бензина наиболее продаваемых новых легковых автомобилей в США и ЕС в 2013 г.

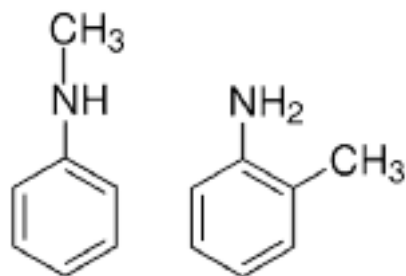
США			ЕС		
Модель и Марка	Шт.	Требование к марке топлива*	Модель и Марка	Шт.	Требование к марке топлива*
Ford F-Series	763402	АИ-92	Volkswagen Golf	470229	АИ-95
Chevrolet Silverado	480414	АИ-92	Ford Fiesta	293663	АИ-92
Toyota Camry	408484	АИ-92	Renault Clio	287111	АИ-92/95
Honda Accord	366678	АИ-92	Volkswagen Polo	266994	АИ-95
Dodge Ram	355673	АИ-96	Opel / Vauxhall Corsa	239814	АИ-95
Honda Civic	336180	АИ-92	Peugeot 208	239102	АИ-96
Nissan Altima	320723	АИ-92	Ford Focus	224232	АИ-95
Honda CR-V	303904	АИ-92	Nissan Qashqai	202593	АИ-95
Toyota Corolla/Matrix	302180	АИ-92	BMW 3 Series	201224	АИ-96
Ford Escape	295993	АИ-92	Opel / Vauxhall Astra	194683	АИ-95

* Указаны российские эквиваленты требований к маркам топлива.

РАСШИРИТЬ РОЛЬ ТОПЛИВНЫХ ДОБАВОК

Производство высокооктановых автомобильных бензинов в своей конечной стадии заключается в смешении различных компонентов, добавок и присадок в соотношении, обеспечивающем соответствие требованиям к качеству и минимальную себестоимость. Для увеличения детонационной стойкости бензина применяются октаноповышающие компоненты и добавки, которые преимущественно производятся не на НПЗ, а на предприятиях нефте- и газохимической, а также биотехнологической отраслей. Одной из таких добавок является N-метиланилин. Однако в бензинах 5 класса он запрещён. Поводом для этого стало отсутствие (на момент принятия запрета) результатов испытаний бензинов, содержащих N-метиланилин, на автомобилях уровня Евро-5 и предположение о критическом влиянии этой добавки на количество выбросов оксида азота в отработавших газах. Несмотря на то что впоследствии такие испытания были проведены с положительными результатами, а критическое влияние на выбросы опровергнуто, запрет снят не был. Хотя дискуссия по данному вопросу среди профильных министерств и нефтяных компаний продолжа-

Рис. 6. Структурные формулы запрещённого отечественного N-метиланилина (слева) и разрешённого импортного о-толуидина (справа)



ется, времени на снятие запрета остаётся крайне мало.

Между тем, на отечественный топливный рынок в большом количестве начали поступать добавки зарубежного производства на основе других ароматических аминов, которые не идентифицируются как N-метиланилин, например о-толуидин (см. рис. 6), но практически идентичны ему по влиянию на физико-химические, эксплуатационные и экологические характеристики бензина.

Поскольку Технический регламент Таможенного союза (ТР ТС 013/2011) [12] устанавливает норму только по N-метиланилину, формального ограничения на подобные добавки нет. Таким образом, если запрет на N-метиланилин останется в силе, то освободившуюся нишу на топливном рынке займут импортные добавки, а отечественные предприятия ожидают сокращения мощностей и сотрудников.

В качестве выхода из сложившейся ситуации предлагается установить для бензинов 5 класса и выше совместное нормирование бензола и N-метиланилина в концентрации не более 1% об. Введение данной нормы будет стимулировать производителей к выпуску более экологичных бензинов по сравнению с действующими требованиями к 5-му классу за счёт снижения концентрации бензола и замены его на менее токсичный продукт – N-метиланилин, – обладающий в три раза более высокой антидетонационной эффективностью. Реализация данного предложения предотвратит закрытие отечественных мощностей по производству N-метиланилина, при этом у ряда НПЗ появится возможность увеличить выработку автомобильного бензина АИ-95 и АИ-98.

Среди всех видов октаноповышающих компонентов во всём мире наи-

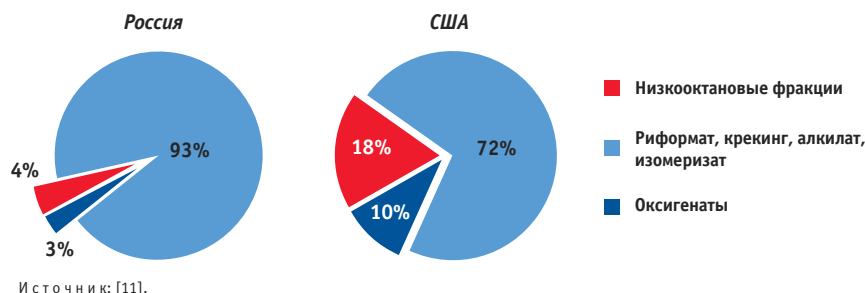
большее распространение получили оксигенаты. В России это в первую очередь метил-трет-бутиловый (МТБЭ) и метил-трет-амиловый (МТАЭ) эфиры. Масштабы их внутреннего производства не превышают 1,5 млн т в год, а доля использования в общем объёме выпускаемых в стране бензинов – не более 4%, тогда как в ЕС и США доля оксигенатов составляет около 10%. Например, в Соединённых Штатах это позволяет существенно снизить затраты на производство базовых углеводородных компонентов и вовлекать в состав товарных бензинов большое количество низкооктановых фракций. Их доля в бензиновом пуле США достигает 18% [11], тогда как в России этот показатель в среднем по НПЗ не превышает 4%.

Учитывая проблемы с финансированием проектов в нефтепереработке, а также дисбаланс модернизации в сторо-

ну дизельного топлива [13], увеличение производства и потребления оксигенатов в нашей стране существенно расширит возможности выпуска высокооктановых бензинов.

Этому может способствовать введение в ТР ТС 013/2011 требований к автомобильному бензину экологического класса К6, предназначенному для автомобилей Евро-5 и 6. Характеристики и нормы в отношении нового класса К6 предлагается установить в соответствии с последней редакцией европейского стандарта на бензины – EN 228-2012. Основное отличие бензина К6 заключается в более высоком, максимально допустимом содержании оксигенатов. Оно должно быть увеличено с 2,7 до 3,7% масс. (по кислороду), что соответствует требованиям подавляющего большинства автомобилей, эксплуатируемых в России. В табл. 3 содержатся

Рис. 7. Структура производства бензинов по компонентам в России и США в 2014 г.



Источник: [11].

Табл. 3. Предлагаемые изменения в ТР ТС 013/2011*

Характеристики автомобильного бензина	Нормы в отношении экологического класса	
	К5	К6
Массовая доля серы, мг/кг, не более	10	10
Объёмная доля углеводородов, %, не более:		
ароматических	35	35
олефиновых	18	18
Объёмная доля бензола, %, не более	1,0	1,0
Объёмная доля монометиланилина, %, не более	1,0	1,0
Суммарное объёмное содержание бензола и монометиланилина, %, не более	1,0	1,0
Массовая доля кислорода, %	не более 2,7	в пределах 2,8–3,7
Объёмная доля оксигенатов, %, не более:		
метанола	1	3
этанола	5	10
изопропанола	10	12
трет-бутанола	7	15
изобутанола	10	15
эфиров, C ₅ и выше	15	22
других оксигенатов (с температурой конца кипения не выше 210 °C)	10	15

* Все изменяемые характеристики и нормы выделены цветом. Характеристики автомобильного бензина и нормы по ним, не указанные в таблице, для класса К6 принимаются аналогичными, как и для класса К5, для остальных классов остаются без изменений.

Табл. 4. Мероприятия дорожной карты «Развитие биотехнологий и генной инженерии», касающиеся топливного биоэтанола

Наименование мероприятия	Срок реализации
Проведение анализа не востребуемых мощностей по производству этилового спирта с оценкой возможности их перепрофилирования на выпуск биоэтанола	III кв. 2013 г.
Разработка технологии по внесению денатурирующих веществ при производстве биоэтанола и способа автоматического измерения и учёта их концентрации	IV кв. 2014 г.
Разработка и внесение в Правительство РФ проекта ФЗ о внесении изменений в ФЗ № 171 в части регулирования производства биоэтанола и моторных биотоплив	I кв. 2015 г.
Разработка и внесение в Правительство РФ проекта ФЗ о внесении изменений в главу 22 Налогового кодекса РФ, предусматривающих реализацию биоэтанола, используемого для производства моторного биотоплива, без акцизов	I кв. 2015 г.
Разработка предложений о внесении изменений в Технический регламент Таможенного союза 013/2011 в части использования биоэтанола в автомобильном бензине	II кв. 2015 г.
Организация промышленного производства биоэтанола:	
1-й этап – пилотный проект	IV кв. 2014 г.
2-й этап – внедрение (с учётом новых организационных и правовых основ)	IV кв. 2015 г.
Перепрофилирование простаивающих государственных предприятий по производству этилового спирта в предприятия по производству биоэтанола	IV кв. 2015 г.

Источник: [15].

предлагаемые нормы в отношении бензина экологического класса К6, а также изменения требований к классу К5 в части N-метиланилина.

Перспективы биоэтанола

Повышение предельной концентрации оксигенатов расширит возможности НПЗ по выпуску высокооктановых автомобильных бензинов марок АИ-95 и АИ-98. В том числе за счёт использования топливного биоэтанола (более эффективного антидетонатора по сравнению с МТБЭ), широкомасштабное применение которого в соответствии с утверждённой государственной программой и дорожной картой развития биотехнологий должно быть осуществлено в течение трёх лет.

Согласно её первоочередным мероприятиям (см. табл. 4), на 2015 г. запланировано снятие с топливного биоэтанола алкогольного акциза, являющегося главным сдерживающим фактором развития производства и применения биоэтанола в России.

Необходимо отметить, что в апреле 2015 г. прошёл первый этап процедуры внутриправительственного согласования проекта федерального закона о внесении изменений в ФЗ № 171 [14] в части регулирования производства биоэтанола. Законопроектом, помимо прочего, вводятся понятия биоэтанола и моторного биотоплива. Причём из-под действия «спиртового» закона выводятся моторные биотоплива, а также устанавливаются основные требования к предприятиям, произво-

дящим биоэтанол, и к процессу его денатурации.

Дальнейшее развитие производства автомобильных бензинов зависит от спроса на них на внутреннем и внешних рынках, что частично определяется динамикой обновления и структурой автопарка, а также от выполнения планов модернизации НПЗ. Дисбаланс планируемой модернизации в сторону дизельного топлива (даже с учётом возникших финансовых проблем при реализации проектов) не вызывает серьёзных опасений относительно будущего рынка автобензинов ни со стороны Минэнерго, ни со стороны крупнейших нефтяных компаний. Причина этого – ожидание снижения спроса на топливо в среднесрочной перспективе. Несмотря на оправданность данных прогнозов, будущие проблемы на рынке бензинов могут быть крайне серьёзными. Возврат к положительным макроэкономическим показателям наряду с укреплением рубля неизбежно приведёт к возобновлению ежегодного прироста потребления топлива. А отложенный спрос на автомобили при огромном потенциале российского авторынка обеспечит рост автопарка в течение нескольких лет. Нефтепереработка может оказаться неготовой к обеспечению внутреннего рынка бензином, тем более что с 2016 г. он должен полностью соответствовать 5-му экологическому классу.

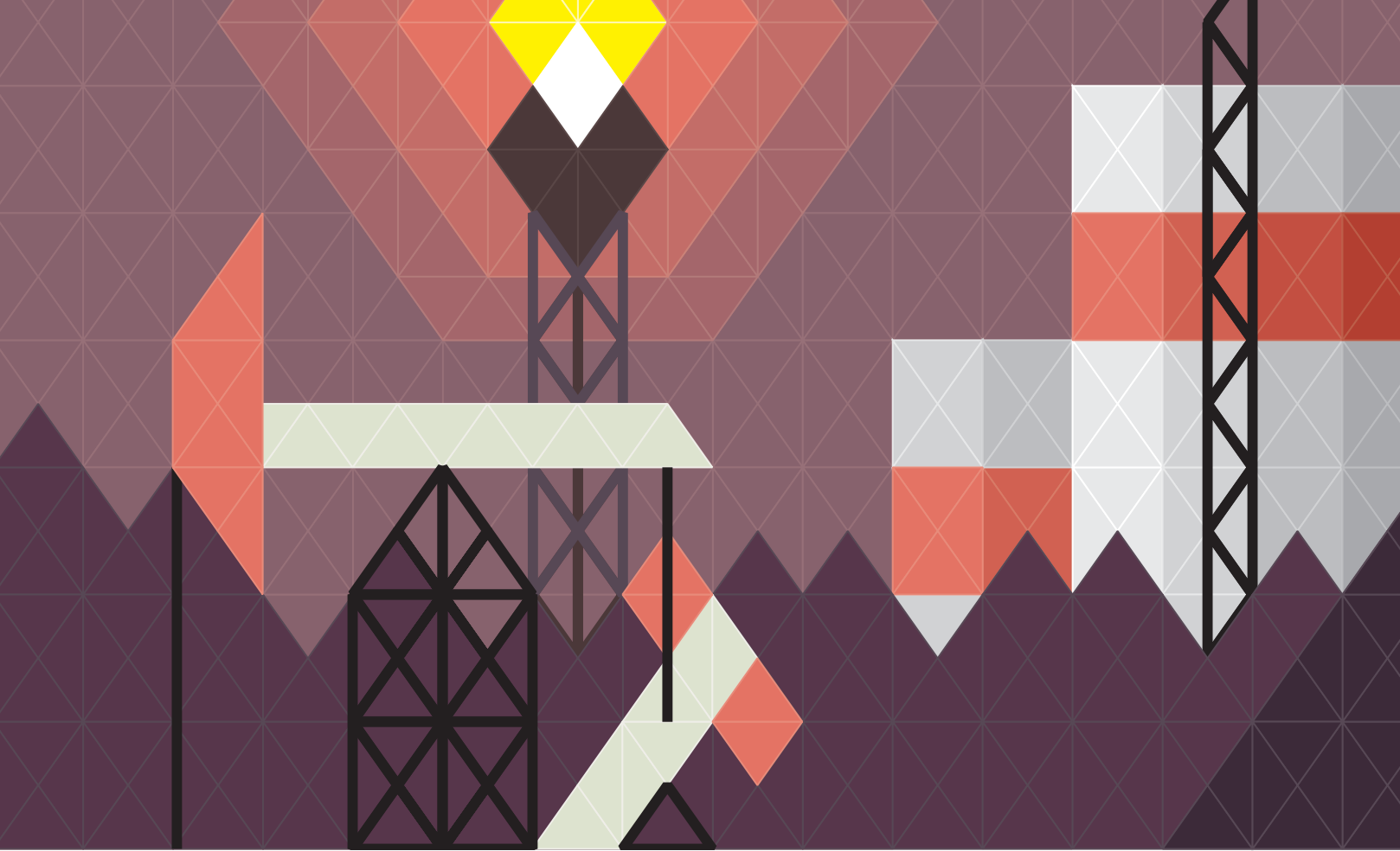
Кроме того, нефтяные компании практически не рассматривают внешние

рынки высокооктанового автомобильного бензина, хотя сейчас для этого имеются все возможности: выпускаемый на отечественных НПЗ бензин соответствует самым высоким мировым экологическим стандартам и имеет одну из наиболее низких в мире цен (в долларовом эквиваленте).

Рекомендации и предложения, изложенные в настоящей статье, позволят увеличить производство высокооктановых автомобильных бензинов, полностью соответствующих требованиям современного и перспективного автопарка, даже в условиях ограниченного финансирования проектов модернизации нефтепереработки.

Литература:

- Интернет-ресурс / Официальный сайт Министерства энергетики РФ / Статистика нефтяного комплекса / URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/> (дата обращения – 23.03.2015 г.).
- Интернет-ресурс / Официальный сайт Федеральной Таможенной службы / URL: <http://www.customs.ru/> (дата обращения – 23.03.2015 г.).
- Интернет-ресурс / Официальный сайт Министерства энергетики РФ / Раздел новостей / URL: http://minenergo.gov.ru/press/min_news/1792.html?sphra_se_id=12059 (дата обращения – 17.04.2015 г.).
- Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) // КонсультантПлюс. ВерсияПроф. – 2015.
- Козлов А. В. Структура транспортного парка России и его соответствие рынку бензинов и дизельного топлива [Текст] / А. В. Козлов // Материалы международной конференции «Argus MTБЭ и высокооктановые компоненты топлива 2014». – Москва, 2014. С. 26 – 38.
- Интернет-ресурс / Официальный сайт Евразийской экономической комиссии / Система технического регулирования в области колёсных транспортных средств.
- Левинбук М. И. Перспективы модернизации downstream России [Текст] / М. И. Левинбук, В. С. Котов // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – № 3. – С. 32–41.
- Интернет-ресурс / Американский институт нефти (American Petroleum Institute) / Официальный сайт / URL: <http://www.api.org/> (дата обращения – 27.04.2015 г.).
- Ершов М. А. Внимание! Дефицит октанового числа [Текст] / М. А. Ершов, В. Е. Емельянов // Методы оценки соответствия. – 2013. – № 6. – С. 7–11.
- Интернет-ресурсы: Ассоциация европейского бизнеса. Продажи легковых и лёгких коммерческих автомобилей в России; Пресс-релизы от 15.01.2014 г. и 15.01.2015 г. / Официальный сайт / URL: http://www.aeb.ru/ru/press/sales_of_cars.php (дата обращения – 27.04.2015 г.).
- Интернет-ресурс / Министерство энергетики США (U.S. Department of Energy) / Официальный сайт / URL: <http://www.afdc.energy.gov> (дата обращения – 27.04.2015 г.).
- Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» [Текст]: ТР ТС 013/2011. – Утверждён решением комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. – № 826. – 2011. – 22 с.
- Ершов М. А. Автомобильный бензин: концепция развития производства в России [Текст] / М. А. Ершов, В. Е. Емельянов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. – № 4. – С. 18–23.
- Интернет-ресурс / Единый портал о разработке федеральными органами исполнительной власти проектов нормативных правовых актов и результатов их общественного обсуждения / URL: <http://regulation.gov.ru/> (дата обращения – 27.04.2015 г.).
- План мероприятий («дорожная карта») «Развитие биотехнологий и генной инженерии», утверждённый Правительством РФ от 18 июля 2013 г. № 1247-р.



нефть и газ. химия

17-я межрегиональная выставка технологий и
оборудования для нефтяной, газовой и
химической промышленности

в рамках выставки

III Пермский нефтегазовый форум

13 - 16
октября
2015

Генеральный
партнер выставки
Группа предприятий
ОАО «ЛУКОЙЛ»
в Пермском крае



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

ПЕРМСКАЯ
ЯРМАРКА

Официальная поддержка:

Правительство Пермского края
Администрация города Перми
Пермская торгово-промышленная
палата
Российский Союз химиков
Российский союз промышленников
и предпринимателей

Время работы выставки

13 октября: 12.00-18.00
14-15 октября: 10.00-18.00
16 октября: 10.00-15.00

614077, Россия, Пермь
бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58

www.expoperm.ru

Движущая сила инжиниринга

Эту роль может сыграть система саморегулирования, если она будет строиться на принципах добровольности, а не административного управления



Павел ДВОРНИЧЕНКО, главный специалист-эксперт научно-технического отдела «НИПИГазпереработка»

Научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа НИПИГАЗ (ОАО «НИПИГазпереработка») является членом саморегулируемых организаций по всем видам деятельности в области капитального строительства. Обладая уникальным опытом разработки проектной документации и управления проектами в нефтегазовом комплексе России и осознавая свою ответственность за развитие саморегулирования и отечественного инжиниринга, институт активно участвует в работе партнёрств (союзов) и общественных организаций.

Новации в проектной деятельности для капитального строительства, вызванные Федеральным законом «О саморегулируемых организациях», и оптимизация путей их реализации были рассмотрены ещё до принятия соответствующих положений Градостроительного кодекса РФ – в 2008 г. на состоявшейся в Омске общероссийской конференции «Интеграция деятельности предприятий нефтехимического комплекса на базе стандартов организаций».

Конференцию провели по инициативе ОАО «Омскнефтехимпроект» и Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков. Её результативность обусловлена тем, что к моменту принятия указанных законодательных актов ведущие организации в области проектирования объектов нефтегазопереработки и нефтехимии, в числе которых была и «НИПИГазпереработка», уже создали скоординированную систему нормативной документации для проектирования предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности (СНДП).

Переход к саморегулированию предполагает снижение вмешательства государства в экономическую деятельность предпринимателей, повышение качества работ и обеспечение приоритета российских инжиниринговых компаний.

САМОРЕГУЛИРОВАНИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ БАРЬЕРЫ

Федеральный закон «О саморегулируемых организациях» установил базовые принципы саморегулирования, признанные инжиниринговым сообществом, в том числе и проектировщиками. Ключевые из этих принципов следующие:

- членство в СРО является добровольным;
- решение об участии саморегулируемой организации в ассоциации (союзе) принимается общим собранием членов СРО.

Федеральными законами могут быть предусмотрены случаи обязательного членства в СРО. Это условие оценивается проектировщиками как превентивная мера дополнительной ответственности тех участников СРО, которые проектируют и строят особо опасные, технически сложные и уникальные объекты. Она также служит для защиты позиций отечественных инжиниринговых компаний на российском рынке.

Однако при последующей реализации Градостроительным кодексом правил саморегулирования в капитальном строительстве уровень вмешательства государства в экономическую деятельность субъектов предпринимательства, в том числе и проектных организаций, превысил ожидания профессионалов. Так, в законодательном порядке потребовались создание безальтернативных Национальных объединений (НО) СРО и обязательное членство СРО в этих объединениях.

«В дальнейшем произошло, на наш взгляд, чрезмерное и необоснованное законодательное усиление прав Национальных объединений и даже практическая передача им части функций государственного надзора, – отмечают в «НИПИГазпереработке». – Согласно части 2.1 статьи 55.2 Градостроительного кодекса, документы СРО, необходимые для её



включения в государственный реестр, представляются в Национальное объединение саморегулируемых организаций, которое "утверждает заключение о возможности внесения или об отказе во внесении сведений об указанной саморегулируемой организации..."»

Одним из примеров неоправданного вмешательства НО, не являющихся органами исполнительной власти, в профессиональную деятельность СРО и их членов, можно считать условие статьи 55.20 Градостроительного кодекса в последней редакции: «8.1. Для осуществления своих функций национальные объединения саморегулируемых организаций вправе направлять саморегулируемым организациям обязательные к исполнению запросы и уведомления».

Складывается впечатление, что органы власти не до конца доверяют доказанному профессионализму и опыту инжиниринговых компаний и не полностью поддерживают их стремление к «освобождению» промышленного производства и инновационных проектов от бесперспективных, громоздких, статичных и забюрократизированных систем административного регулирования инженерной деятельности.

ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ОПАСЕНИЙ

Органы законодательной и исполнительной власти дают безусловную положительную оценку работе Национального объединения проектировщиков. Оценка проектного сообщества (а это почти 40 тыс. проектных организаций и 450 тыс. профессионалов) значительно сложнее.

Большинство специалистов сходятся во мнении, что заявления о необходимости повышения роли проектной деятельности

Складывается впечатление, что органы власти не до конца доверяют доказанному профессионализму и опыту инжиниринговых компаний и не полностью поддерживают их стремление к «освобождению» промышленного производства и инновационных проектов от бесперспективных, громоздких, статичных и забюрократизированных систем административного регулирования инженерной деятельности.

в инновационном развитии и модернизации экономики, призыв к развитию саморегулирования, защите интересов СРО и разработке стратегии инновационного развития проектной и изыскательской деятельности в стране на деле не обеспечивают реального саморегулирования и реализации его базовых принципов.

Профессиональной критике были подвержены как само слияние двух независимых национальных объединений в одно – НОПРИЗ (нет инженерной логики в объединении управляющих структур различных видов работ), так и заявленная смета затрат НОПРИЗ на 2015 г., составившая более 330 млн рублей.

Впрочем, органы власти озвучили и свои опасения. Так, выступая на заседании коллегии Минстроя России по итогам 2014 г., заместитель председателя правительства РФ Дмитрий Козак признал, что саморегулирование «не состоялось» и что «по-прежнему идёт торговля допусками».

Как отмечают сегодня сами члены СРО, «лицензирование столь же неэффективно, сколь саморегулирование, но обходится отрасли в 30–40 раз дешевле».

Однако Минстрой и НО для развития саморегулирования и повышения роли

проектной деятельности предлагают и дальше усиливать распорядительные функции объединений. Вот только два примера предлагаемых изменений в Градостроительный кодекс:

- введение ответственности СРО (средствами их компенсационных фондов) за недобросовестное исполнение членами СРО обязательств по контрактам (то есть за исполнение обязательств по иным условиям договоров, кроме «возмещения причинённого вреда вследствие недостатков работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства»).

Как результат – повышение финансовой нагрузки на бизнес;

- введение требования согласования СРО условий договоров подряда, заключаемых членами СРО. Как результат – дополнительные административные барьеры для предпринимательской деятельности, вмешательство в эту деятельность.

Экспертиза Минэкономразвития России в отношении позиции Минстроя при актуализации приказа бывшего Минрегиона России «Об утверждении Перечня видов работ...», которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, выявила:

- необоснованность «предлагаемых проектом документа изменений с точки зрения баланса интересов: «оптимизация расходов строительства – безопасность, качество, оптимизация расходов эксплуатации»;

- потребность в дополнительных расходах субъектов предпринимательской деятельности за счёт введения избыточных запретов и ограничений;

- отсутствие объективных данных для прогнозирования повышения уровня безопасности объектов в случае реализации мер, предложенных проектом акта.

«К сожалению, наиболее активная деятельность НО сосредотачивается в первую очередь не на поддержке реального национального инжиниринга и распространении его опыта, а на администрировании СРО и членов СРО, закреплении исключительных прав регулирования деятельности инженеров путём получения широчайших полномочий в области аттестации и сертификации профессионалов, – считают специалисты НИПИ-ГАЗа. – Инженеры справедливо опасаются обязательного членства в безальтернативных союзах и страхования деятельности, что в реальности обернётся дополнительными затратами на содержание аппаратов палат и дополнитель-

ными барьерами для реализации профессиональных возможностей».

ОСНОВА СРО – РЕПУТАЦИЯ

Успешное саморегулирование определяется репутационной составляющей. Существенным прогрессивным шагом в анализе состояния и путей решения проблем саморегулирования в РФ стала разработка Минэкономразвития России проекта Концепции совершенствования механизмов саморегулирования, представленного в Правительство РФ в начале текущего года.

Существенным прогрессивным шагом в анализе состояния и путей решения проблем саморегулирования в РФ стала разработка Минэкономразвития России проекта Концепции совершенствования механизмов саморегулирования, представленного в Правительство РФ в начале текущего года.

Осознавая риски возможной потери конкурентоспособности национального инжиниринга и принимая во внимание, что при подготовке программ, планов, распоряжений и законопроектов по совершенствованию строительной отрасли Правительство ознакомится с результатами открытого обсуждения проекта концепции, специалисты «НИПИГазпереработки» считают необходимым подержать концепцию по отдельным и наиболее существенным, на их взгляд, аспектам:

1. Предназначение государства создавать наиболее благоприятные условия для развития экономики, в том числе «через создание стимулов самоорганизации производителей». Опыт промышленно и технологически развитых стран показывает, что идея саморегулирования возникает не по инициативе публичной власти и реализуется не в административном порядке. Она изначально обусловлена потребностью самих предпринимателей, поскольку институт саморегулирования в наибольшей и наилучшей степени обеспечивает развитие механизмов предпринимательской и профессиональной деятельности.

2. Положение, при котором ключевым стимулом создания «добровольных» СРО является «ожидание обязательного само-

регулирования», а не рыночные (конкурентные) стимулы, не может содействовать достижению ожидаемых общественных результатов. В сложившейся ситуации возникает существенный риск недобросовестного использования механизмов саморегулирования в качестве административного барьера, в том числе за счёт создания «прослойки», лишь формально отвечающей за допуск хозяйствующих субъектов на рынок или в профессию.

3. Недопустимо расширение перечня оснований для обращения взысканий на средства компенсационного фонда СРО. Компенсироваться должен только ущерб в случае причинения вреда вследствие недостатков работ, оказывающих влияние на безопасность создаваемого инженерного объекта.

4. Неправомерно вмешательство со стороны СРО в условия заключаемых членами СРО договоров.

5. Отмена обязательного членства СРО в Национальных объединениях. Необходимо восстановить норму «базового» ФЗ о добровольном участии СРО в некоммерческих организациях/союзах/ассоциациях (причём альтернативных). Исключить нормы Градостроительного кодекса, предоставляющие права Национальным объединениям на администрирование деятельностью СРО.

К сожалению, по информации Рейтингового агентства строительного комплекса (РАСК, <http://rask.ru/>), активное участие, например, в техническом регулировании принимает всего около 18% СРО от общего числа зарегистрированных организаций.

Однако, учитывая, что на территории страны действует 193 СРО в области подготовки проектной документации, глобальность предстоящих задач по совершенствованию саморегулирования в проектной деятельности не должна заставить считать их неосуществимыми.

Как полагают в «НИПИГазпереработке», реализация базовых принципов и новаций в этой области возможна в течение ближайших 2–3 лет, что придаст положительную динамику снижению технологической и технической зависимости от импортного инжиниринга.

Работу по решению вышеперечисленных задач профессиональное сообщество, конечно, должно вести в сотрудничестве с признанными общественными организациями предпринимателей, такими как, например, Российский союз промышленников и предпринимателей и «Деловая Россия».

Безопасный труд как условие роста

В период кризиса компаниям нефтегазовой промышленности надо повышать производительность, но не экономить на средствах индивидуальной защиты

Василий ЯРЁМЕНКО,
руководитель группы консультантов
Центра изучения и оценки юридических
и экономических проблем системы про-
мышленной безопасности и охраны труда

В 2014 г. в России был поставлен очередной рекорд по добыче нефти – 526,8 млн т, что на 0,7% превышает показатель предыдущего года. Тенденция увеличения производства «чёрного золота» сохранилась и в начале 2015 г. Согласно данным Минэнерго, в марте было извлечено из недр 45,275 млн т жидких углеводородов – на 1,3% больше, чем в марте прошлого года. На первый взгляд такие результаты дают повод для оптимизма. Но они выглядят не столь впечатляющими на фоне достижений ряда других стран. Так, по данным агентства Bloomberg, в Соединенных Штатах в марте добыча выросла на 13% по сравнению с тем же периодом прошлого года. То есть разница в динамике производства нефти в России и США налицо. Очевидно, что в условиях санкций против РФ и падения цен на нефть сложно удерживать высокие темпы роста добычи сырья. Но ведь и американские компании также вынуждены работать в условиях низких котировок «чёрного золота», однако это не мешает им наращивать его производство высокими темпами.

Нельзя экономить на безопасности

Адаптироваться к новым условиям и добиться лучшей динамики добычи нефти поможет использование передовых технологий и повышение производительности труда.

Производительность труда в России находится далеко не на самом высоком

уровне. Согласно исследованию журнала Forbes, она у нас в 3–4 раза ниже, чем в развитых странах. За основу расчёта бралась годовая выработка одного работника по отраслям и крупнейшим предприятиям. Причём самыми низкими оказались показатели эффективности труда в нефтегазовой отрасли, чего никак не предполагали организаторы исследования.

В условиях кризиса многие российские нефтегазовые компании уже осознали необходимость более эффективного использования человеческого ресурса. Так, президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов отметил, что осуществляемые этой ВИНК новые проекты потребуют привлечения кадров. Однако компания не намерена расширять штат, а собирается повысить производительность труда.

Как же решить эту задачу? К факторам, способствующим росту производительности труда, можно отнести: повышение качественного уровня персонала, изменение отношения работников к своей деятельности, улучшение условий труда. Что касается последнего пункта, то о нём надо особенно помнить в период кризиса. Ибо попытки сэкономить на обеспечении безопасных условий труда могут привести не к повышению производительности, а к прямо противоположному эффекту – увеличению затрат компаний.

В конце марта в пресс-центре МИА «Россия сегодня» прошёл «круглый стол» «Охрана труда в текущей экономической ситуации: тенденции и возможности, социально-экономический аспект». Его участники подчеркнули, что в условиях, когда предприятия вынуждены снижать издержки, необходимо добиться того, чтобы расходы на охрану труда не были сокращены. Ведь защита работников от вредных производственных факторов является самостоятельным и существенным механизмом повышения эффективности производства.

Как же добиться улучшений условий труда? В первую очередь необходимо определить факторы риска на производстве, выделить потенциально опасные технологические объекты, оценить методы и приёмы выполнения работ с точки зрения правил охраны труда, методы управления безопасностью на предприятии, а также оценить прочие сопутствующие риски.

Как оценить риски?

Для определения факторов риска на производстве специалисты «Центра изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда» (далее «Центр») прибегают к комплексному анализу деятельности предприятия. И на его основе разрабатываются положения о производственном контроле условий труда.

В результате экспертной оценки проверяется соответствие основных элементов Системы управления охраной труда (СУОТ), применяемых процедур и связанных с ними регламентирующих документов действующему законодательству РФ, международным стандартам, политике, стратегии и целям компании.

Проверке подлежат следующие элементы СУОТ:

- политика, стратегические цели и задачи в области охраны труда;
- функции по охране труда (в соответствии со структурой исполнительного аппарата компании и филиалов);
- порядок передачи и обмена информацией;
- порядок расследования происшествий и проработки информации по травматизму в компании;
- управление документацией;
- порядок формирования и предоставления отчётности;
- управление производственно-технологическими операциями.

Помимо этого в процессе экспертизы специалисты «Центра» выявляют риски

для работников и других заинтересованных сторон. Результатом такой экспертизы является идентификация производственных факторов, вытекающих из прошлых, настоящих и планируемых видов деятельности, продукции и услуг компании, а также определение, периодический анализ, пересмотр и систематизация рисков в области охраны труда, законодательных требований, целевых и плановых показателей в области охраны труда.

Разработка положений о производственном контроле условий труда позволяет обеспечить безопасную деятельность предприятия для человека и окружающей среды за счёт должного выполнения санитарных правил и проведения санитарно-противоэпидемических мероприятий.

Комплексный производственный контроль охватывает:

- производственные объекты, а также здания и сооружения общего пользования;
- санитарно-защитные зоны;
- используемое оборудование и инструменты, а также сами технологические процессы;
- транспортные средства;
- рабочие места;
- сырьё и полуфабрикаты;
- подходы к хранению, перевозке и реализации готовой продукции;
- утилизация производственных отходов.

В ходе такой многоуровневой экспертизы осуществляются лабораторные исследования и инструментальные испытания, охватывающие используемые материалы и технологии. Проверяются также системы медицинского, санитарного и экологического контроля.

Специалисты «Центра» не ограничиваются только разработкой СУОТ и Положений о производственном контроле условий труда. На предприятиях регулярно проводятся семинары и тематические тренинги на соответствующую тематику. Например, в апреле 2015 г. для руководителей служб ОТиПБ, инженеров по ОТ и других сотрудников ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» был проведён семинар по новым правилам. В ходе его поднимались вопросы оптимальной организации работ, выбора и правильного применения современных средств индивидуальной защиты. Подробно обсуждались новые «Правила по охране труда при работе на высоте», утверждённые приказом Минтруда РФ от 28.03.2014 г. № 155н. и зарегистрированные в Минюсте 5.09.2014 г. (регистраци-

онный № 33990). Специалисты ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» совместно с экспертами «Центра» приступили к обучению персонала, задействованного при выполнении и организации работ на высоте.

КАЧЕСТВЕННЫЕ СИЗ – МОТИВИРУЮЩИЙ ФАКТОР

Возвращаясь к вопросу об изменении отношения работников к труду, следует отметить, что одним из мотивирующих факторов, несомненно, являются условия этого труда, в частности обеспеченность удобными и безопасными (что крайне немаловажно для нефтегазовой отрасли) средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

«Качественные и современные средства индивидуальной защиты позволяют совместить защиту работника от вредного воздействия с повышением комфорта условий труда, что способствует и росту производительности труда», – отмечал технический директор компании «ЗМ Россия» Сергей Дмитрук в ходе вышеупомянутого «круглого стола» в МИА «Россия сегодня».

Специалисты «Центра» располагают обширным и многолетним опытом в сфере обеспечения работников СИЗ. В разное время к их услугам прибегали крупнейшие российские ВИНК, в том числе «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Башнефть», а также иностранные компании, представленные в России (Total, MOL, Weatherford). Общее же число предприятий-клиентов «Центра» достигает 250. С 2004 г. реализовали около 35 проектов в области охраны труда. Было разработано более 30 стандартов по качеству спецодежды и создано свыше 100 технических условий для спецодежды в корпоративном стиле.

В частности, сотрудничество с ОАО «ЛУКОЙЛ» продолжается с 2008 г. За это время специалисты «Центра» разработали и внедрили Корпоративный стандарт СИЗ, Регламент обеспечения СИЗ, Технические условия, Методики испытаний СИЗ, Справочник и Электронный каталог СИЗ. Были проведены аудит и проверка качества специальной одежды. Работа в данном направлении продолжается на регулярной основе. Так, совместно с «ЛУКОЙЛом» проводятся ежегодные совещания по охране труда.

Аналогичные документы были разработаны в 2008 г. для «Роснефти» (Стандарт СИЗ и Технические условия на спецодежду) и «Газпром нефти» (Стандарт и Номенклатурный справочник СИЗ).

Позднее, в 2013–2014 гг., услугами «Центра» воспользовались «Башнефть» и «Сургутнефтегаз». По их заявкам были созданы и внедрены Корпоративный стандарт, Номенклатурный справочник СИЗ (для «Сургутнефтегаз») и Корпоративный стандарт СИЗ, Альбом моделей спецодежды в корпоративном стиле, Номенклатурный справочник и Электронный каталог СИЗ (для «Башнефти»).

Корпоративный стандарт определяет минимальные технические требования для каждого вида СИЗ. Это позволяет предотвратить закупки дешёвых, но некачественных изделий. В свою очередь, непростую задачу по выбору качественных и доступных СИЗ упрощает Номенклатурный справочник. Он содержит ассортимент специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты, соответствующих стандарту СИЗ, прошедших испытания и рекомендованных к использованию на предприятиях компании (с указанием артикулов и производителей по каждому их виду).

Наконец, требования к корпоративной спецодежде и другим СИЗ отражаются в Альбоме моделей спецодежды в корпоративном стиле предприятия. Как правило, он дополняется списком рекомендованных тканей и материалов (утепляющих, светоотражающих и т. д.). Перечисленные выше регламентирующие документы обычно дополняет Методика производственных испытаний СИЗ.

Итогом деятельности специалистов «Центра» является выработка единых критериев и решений в сфере обеспечения персонала специальной одеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты рук и головы, а также кожных покровов, глаз и лица.

Следует отметить, что сотрудничество с нефтяными компаниями носит долгосрочный характер. Для ВИНК очень важным является непрерывный контроль за качеством СИЗ, новыми разработками в области охраны труда и изменениями в законодательных актах, регулирующих данную область.

Разрабатывая единый Стандарт СИЗ, уникальный для каждой компании, специалисты «Центра», прежде всего, ориентируются на современные европейские стандарты и продукцию надёжных производителей. Благодаря этому повышаются безопасность и качество условий труда, что позволяет компаниям рассчитывать на рост производительности. А это, как уже отмечалось, является крайне важным фактором в условиях кризиса. ■

www.slant.ru

НЕФТЕГАЗ — ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА — ОБОРУДОВАНИЕ
ежегодный адресно-информационный справочник,
выпуск 23

Более 2800 компаний нефтегазового комплекса; нефтяная и газовая промышленность, геология и геофизика, бурение и ремонт скважин, нефтегазовое строительство, производство и поставка оборудования, НИИ, консалтинг, органы управления.

НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ежемесячный бюллетень, издается с 1997 года

Интервью с лидерами российского нефтегазового рынка, ориентировочные цены на нефтегазовое оборудование, неликвиды, аналитика (статистика и ценовой анализ), наиболее значимые события.



SLANT

тел.: [499] 192-5597
факс: [499] 192-6439
slanti@slant.ru
www.ngo.slant.ru

**СПРАВОЧНИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**
в печатных и электронных версиях

Иран готовит мегапроекты

Накануне отмены санкций ИРИ намечает не только увеличение добычи нефти и газа, но и существенное расширение транспортной инфраструктуры поставок углеводородов

Александр ВОРОБЬЁВ,
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела РУДН;
Бехруз АБТАХИ,
советник посольства Ирана в РФ

Иран является одним из мировых лидеров по объёмам природных ресурсов. В частности, по доказанным запасам газа (29,61 трлн м³) он находится на втором месте, а по нефти (157,6 млрд баррелей, или 9% общемирового показателя) – на четвёртом. Благодаря этому Исламская Республика – второй крупнейший производитель нефти в странах ОПЕК после Саудовской Аравии. Её объёмы добычи составляют 2,71 млн баррелей в сутки.

Кроме того, в последние годы Иран активно развивает транспортную инфраструктуру, предназначенную для экспорта углеводородных ресурсов. И это может стать важной сферой взаимодействия между ИРИ и Россией. Так, строящийся судоходный канал от Каспийского моря до Персидского залива позволит России напрямую выходить в Индийский океан, минуя Суэцкий канал.

Углеводородный потенциал Ирана

Добыча нефти в ИРИ в феврале 2015 г. составляла 2,78 млн барр./сут., что выводит страну на пятое место в ОПЕК. Нефтяные месторождения Ирана весьма неравномерно распределены по его территории: около 85% сырья добываются в южных районах (см.

рис. 1). Основная часть иранских запасов «чёрного золота» разведана в провинции Хузестан (см. рис. 2), в непосредственной близости от границы с Ираком. Кроме того, крупные объёмы нефти залегают в акватории Персидского залива. А в последние годы предпринимаются попытки по разведке углеводородного сырья и в иранском секторе Каспийского моря (несмотря даже на то что правовой статус данной акватории до конца не урегулирован).

Крупнейшие месторождения, обеспечивающие основную долю добычи нефти в Иране, – Ахваз-Бангестан (250 тыс. барр./сут. с перспективой роста до 600 тыс., на что потребуется дополнительно затратить до 2,5 млрд долларов), Ага-Джари, Гачсаран, Марун и Биби-Хаками.

Из объектов, ещё не введённых в промышленную эксплуатацию, крупнейшим является открытое в 1999 г. месторождение Азадеган (провинция Хузестан), содержащее 24 млрд барр. и способное выдавать до 300–400 тыс. барр. в сутки. Его освоение ведут компании Jareh и Indonesia Petroleum, принадлежащие Japan National Oil Co. В целом же правительство Ирана планирует до 2025 г. инвестировать в нефтяной сектор 500 млрд долларов.

Гигантское газовое месторождение страны – Южный Парс. Оно расположено в Персидском заливе, между Ираном и Катаром, на площади 3700 км². Его запасы оцениваются в 28 трлн м³ газа и 45 млрд баррелей (7 млрд т) нефти. На иранскую часть Южного Парса приходится 13 трлн м³ газа (50% суммарных запасов ИРИ), 18 млрд барр. газоконденсата, а также 2,7 млрд т нефти.

В настоящее время Иран добывает на Южном Парсе 300 млн м³ газа в сутки. Правительство страны поделило этого гиганта на 28 участков (фаз), освоение которых ведут разные компании, в

Рис. 1. Размещение нефтяных месторождений по территории Ирана



том числе и иностранные. В прошлом году были завершены три фазы проекта (12-я, 15-я и 16-я).

В настоящее время идёт активная работа над 17-й и 18-й фазами. Здесь планируется добывать 2 млрд ф^3 (примерно 56,6 млн м^3) природного газа, 80 тыс. барр. газоконденсата и 400 т серы в сутки, а также 1 млн т этана и 1,05 млн т СПГ в год. Береговые объекты этих фаз находятся в г. Асалуе (провинция Бушер). После прокладки газопровода диаметром 42 дюйма, соединяющего газоперерабатывающий завод 17-й и 18-й фаз с 7-м магистральным газопроводом, начались поставки отбензиненного газа в газотранспортную сеть ИРИ в объёме 8 млн м^3 в сутки.

В 1988 г. в провинции Хузестан была создана специальная экономико-энергетическая зона «Парс», предназначенная для наиболее эффективного использования ресурсов нефти и газа, содержащихся в недрах данного месторождения, а также для содействия развитию нефтехимической промышленности. Это сформировало благоприятные условия для инвестирования. Кроме того, в Хузестане насчитывается свыше 200 крупных предприятий по производству оборудования для нефтегазовой промышленности.

Для транспортировки добытых углеводородов была создана довольно разветвлённая сеть наземных и подводных трубопроводов, которая включает в себя свыше 4,5 тыс. км магистральных нефтепроводов и 7 тыс. км продуктопроводов. Основные из них: Ахаджари – Исфахан – Тегеран, Ахваз – Арак – Тегеран, Гачсаран – Шираз, Саркан – Керманшах и Нефтшахр – Керманшах, а также Тегеран – Тебриз (имеющий 2 нитки). Кроме того, в иранском секторе Персидского залива была создана сеть нефтепроводов протяжённостью 800 км для доставки сырья с конти-

нентальных месторождений к портовым терминалам.

К ГЛУБОКИМ ПЕРЕДЕЛАМ СЫРЬЯ

В настоящее время в северной части Ирана функционируют четыре нефтеперерабатывающих завода. Их общая мощность составляет 810 тыс. баррелей в сутки. Поставки сырья на НПЗ в городах Исфахан и Арак осуществляются по двум ниткам нефтепроводов из района Персидского залива. Откуда часть нефти транспортируется также на Тегеранский НПЗ. Тебризский комбинат снабжается по трубопроводу Тегеран – Тебриз.

В 2013 г. был сдан в эксплуатацию и самый мощный в мире завод по производству бензина – комплекс RFCC (НПЗ «Шахенд»). Его производительность составляет 8,5 млн л в сутки. Благодаря этому объёмы выпуска бензина, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5, увеличились в Иране с 12 до 25 млн л в сутки.

Правительство ИРИ реализует около 60 крупных проектов в области нефтехимии. Это позволит стране через 5 лет войти в число мировых лидеров в данной отрасли, доведя производство нефтехимической продукции более чем до 60 млрд долл. в год. Так, существующие на сегодняшний день мощности Ирана по производству этилена составляют около 6 млн т в год. Это вдвое

Рис. 2. Основные месторождения провинции Хузестан



больше, чем в России (2,4 млн тонн в 2014 г.). Сейчас ИРИ строит предприятия по выпуску ещё примерно 4 млн т этилена в год.

Кроме того, на побережье Персидского залива, в порту г. Дейр, частными компаниями планируется построить крупнейший в мире комплекс по производству метанола. Необходимый для этого синдицированный кредит будет предоставлен консорциумом банков Ирана. Свою долю в производство метанола вносит и нефтехимический комплекс Zagros, имеющий проектную мощность около 2 млн т в год. Он расположен в экономической зоне «Южный Парс» и введён в эксплуатацию в 2006 г. Производимый в стране метанол уже поступает на рынки Индии, Китая, Южной Кореи, Японии и Филиппин.

ТАНКЕРЫ VERSUS ЖЕЛЕЗНАЯ ДОРОГА

Тегеран пытается развивать и свои экспортные возможности. Крупнейшим покупателем иранского газа в настоящее время является Турция. С апреля 2015 г. также начались поставки «голубого топлива» в Ирак по новому 270-километровому газопроводу, проложенному от села Чармале (в западной иранской провинции Керманшах) до г. Нафт-Шахр (на границе с Ираком). В перспективе в Ирак планируется экспортировать до 25 млн м³ газа в сутки, что позволит довести доходы от реализации газа за рубежом до 3,7 млрд долл. в год. Ирак будет использовать иранский газ для выработки электроэнергии.

В силу отдалённости Ирана от основных рынков сбыта нефти её поставки почти полностью осуществляются морем. Перевалка «чёрного золота» на танкеры производится главным образом на терминалах, расположенных на нескольких островах Персидского залива (Харк, Сирри, Рас-Бахреган и Лаван).

С середины 2000 годов ИРИ занимает третье место в мире по экспорту нефти (примерно 5,5% общемирового объёма) и второе в рамках ОПЕК. В этот период (за исключением 2009 г.) поставки были достаточно стабильными. По данным Международного энергетического агентства, в феврале 2015 г. они составляли около 1,2 млн барр./сут.

Основными покупателями иранской нефти (свыше 50%) являются страны АТР (в частности, Индия, КНР, Республика Корея и Япония), в меньшей степени западноевропейские государства (Италия, Испания и Греция) и ЮАР. Причём в последние годы отмечается стабильное увеличение удельного веса экспорта иранской нефти в страны АТР при одновременном сокращении её поставок в Западную Европу.

Национальная экономика Ирана очень сильно зависит от нефти, которая обеспечивает 80% экспортных доходов и 10–20% ВВП [10]. Но на душу населения приходится всего лишь 850 долларов нефтяного экспорта в год. Для сравнения, в таком классическом рентном государстве, как Саудовская Аравия, данный показатель составляет около 10,8 тыс. долларов в год (а без постоянно живущих в стране трудовых мигрантов – 16 тыс.), в ультрарентном Катаре – 70,3 тыс. долларов (без мигрантов – 455 тыс.). При этом в Иране наблюдается снижение доходов от экспорта нефти на 10–12% в год. В результате экономика страны оказалась в довольно трудном положении.

С момента наложения эмбарго на иранскую нефть со стороны ЕС её экспорт сократился почти вдвое – с 2,4 до 1,2 млн баррелей в день [10]. В денежном выражении доходы страны уменьшились с 118 млрд долларов в 2011 г. до 53–56 млрд в 2013 г. Нераспроданная нефть складывается в Персидском заливе, где на якорях стоят десятки гружённых танкеров (в них хранится, по разным данным, от 4 до 30 млн баррелей). Хранилища на берегу также под завязку заполнены нефтью – приходится строить новые.

Оставшиеся крупные покупатели пользуются такой ситуацией и пытаются требовать различные скидки [10]. Так, в 2012 г. Китай снизил закупки иранской нефти на 20% (с 0,55 до 0,44 млн баррелей в сутки), Южная Корея – более чем на треть (с 0,24 до 0,15 млн барр.).

Несмотря на все эти сложности, власти ИРИ стремятся усовершенствовать инфраструктуру экспорта нефти и газа. В частности, планируется построить крупный нефтяной терминал в г. Джаск на берегу Аравийского моря. Это позволит иранским танкерам больше не проходить через Ормузский пролив, южное побережье которого контролируется союзниками США – ОАЭ и Оманом (в целом через пролив транспортируется около 25% международных нефтяных поставок).

Ещё одним транспортным мегапроектом Ирана является строительство железной дороги Казвин – Решт – Энзели – Астара (на границе с Азербайджаном) протяжённостью 164 км. Это позволит связать национальную ж/д сеть с европейской. В данный проект уже инвестировано около 280 млн долларов, а для его полного завершения потребуется ещё примерно 160 млн долларов. В ближайшее время в ряд иранских провинций прибудут российские специалисты, чтобы на месте ознакомиться с географическими условиями севера Ирана, а также с нынешним состоянием и возможностями Северной железной дороги. Её общая протяжённость – более 400 км, на ней расположено 30 ж/д станций, а объём перевозок – 1,3 млн пассажиров и 1,5 млн т грузов в год. В перспективе эта дорога способна обеспечить перевозку до 3 млн т грузов ежегодно. Уже прошли переговоры с российскими ведомствами об электрификации Северной ж/д.

Однако строительство и реконструкция столь протяжённых железных дорог – весьма металлоёмкое предприятие. Поэтому Иран планирует возвести современный сталепрокатный завод мощностью 10 млн т в богатой железными рудами провинции Керман. Финансирование данного проекта будет осуществляться консорциумом в составе иранских и иностранных компаний, вложения составят 74 млрд долларов. Период его реализации – 5 лет.

Однако необходимо учитывать, что затраты на прокладку 1 км нефтепровода – в 2–2,5 раза ниже, чем в сооружение 1 км ж/д линий аналогичной мощности [6]. Кроме того, себестоимость перекачки нефти по трубопроводам в 2–2,5 раза меньше, чем её перевозки по железной дороге.

КАК РАСШИРИТЬ «КАСПИЙСКИЕ ВОРОТА»

Развивается и торговля по системе SWAP. Ещё с 1997 г. Казахстан начал поставлять нефть танкерами в иранские порты на юге Каспия. А ИРИ, в свою очередь, отгружала аналогичные объёмы в своих портах Персидского залива казахстанским покупателям. В 2001 г. междлис Ирана утвердил проект, предусматривающий SWAP-операции с нефтью не только Казахстана, но и Туркменистана и Азербайджана.

Однако кроме политических аспектов серьёзным препятствием для осуществления сделок SWAP является недостаток специализированных танкеров для транспортировки нефти по Каспийскому морю. В данное время здесь используются суда грузоподъёмностью от 3 до 5 тыс. т. Это связано с тем, что глубина таких портов Каспийского моря, как Актау, Туркменбаши и Нека, менее 10 м, а Баку – около 12 м. Причём Нека – самый мелководный каспийский порт. И только танкеры дедвейтом до 5 тыс. т могут подходить к имеющимся портам всех прикаспийских государств, а также проходить по Волго-Донскому и Волго-Балтийскому каналам до Чёрного и Балтийского морей.

Но эти суда практически не подходят для реализации широкомасштабных операций по транспортировке нефти. В частности, для того чтобы перевезти 370 тыс. баррелей в сутки из Казахстана и Туркменистана до порта Нека понадобится около 70 танкеров водоизмещением 5 тыс. т. Время в пути из Туркменбаши до Нека – 5 дней, а от Актау до Нека – около 7 дней. При этом необходимо учитывать нередкие штормовые ветры на Каспии (особенно в период с конца октября до начала марта), которые могут поднимать волну до 6 м, что делает морские перевозки затруднительными. Кроме того, стоимость транспортировки 1 т нефти танкерами дедеветом 5–7 тыс. т от Туркменбаши до порта Нека составляет порядка 13 долларов, от Актау до Нека – 13–16 долларов.

В настоящее время порт Нека, имеющий 2 нефтяных терминала, еженедельно принимает 6 танкеров с туркменской нефтью водоизмещением 5 тыс. т, в то время как инфраструктура порта позволяет обеспечить перекачку 150 тыс. т сырья в неделю. Поэтому здесь построили новый причал, на котором предполагается разместить ещё четыре нефтяных терминала. Кроме этого изучаются возможности проведения в акватории порта Нека дноуглубительных работ для приёма танкеров дедеветом от 17 до 60 тыс. т. По оценкам Иранской национальной танкерной компании, стоимость транспортировки 1 т нефти такими судами может составить порядка 6–7 долларов.

Вместе с тем, иранская сторона прорабатывает вариант транспортировки «чёрного золота» танкерами дедеветом 17,5 тыс. т. Осадка подобного судна (пустого) составляет 1,5 м, что позволяет ему беспрепятственно пройти по Волго-Балтийскому и Волго-Донскому каналам в Каспийское море. Осадка гружёных танкеров (9,5 м) приемлема для их захода в Актау и Нека при небольшом углублении этих портов. Ещё в 2001 г. планировалось разместить заказы на строительство трёх-четырёх танкеров такого класса на верфях Китая или Южной Кореи. Кроме того, предполагался заказ таких судов и другими прикаспийскими государствами, чтобы довести их общее количество до 15–17 единиц.

Новый путь в Индийский океан

Альтернативой железным дорогам и нефтепроводам являются речные перевозки нефти, которые обладают сравнительно невысокой себестоимостью (примерно на 30% меньше, чем железнодорожные). Затраты на организацию судоходства по речным путям пропускной способностью 80–100 млн т нефти в год также в несколько раз меньше, чем на строительство железной дороги (с учётом закупки подвижного состава). К тому же развитая сеть подобных каналов будет способствовать расширению сельскохозяйственных угодий в засушливых регионах Ирана.

План строительства судоходного канала от Каспийского моря до Персидского залива обсуждается уже более века, со времён династии Каджаров. Так, ещё в 1962 г. СССР и Иран предвительно договорились о совместном строительстве этой водной артерии [2]. Техничко-экономическое обоснование данного проекта уже разработано. Трасса канала протяжённостью 1600 км пройдёт по руслу р. Кызылузен до озера Урмия и далее до р. Шатт-эль-Араб, общего низовья Тигра и Евфрата, где недалеко от места их впадения в Персидский залив расположены крупнейшие иранские порты Хорремшехр и Абадан (см. рис. 3). Это станет кратчайшим путём из бассейна Каспия в Индийский океан. Канал может быть использован для транспортировки каспийской нефти в страны Восточной Азии, минуя Босфор и Дарданеллы. То есть его создание может существенно уменьшить

Рис. 3. Схема прохождения трансиранского канала



стратегическое значение турецких проливов и Суэцкого канала. Стоимость прокладки такой водной артерии, по оценкам иранских специалистов, составит 6,5–7 млрд долларов. Ожидается, что сооружение канала продлится как минимум четыре года.

Для экономики РФ в этом двойная выгода. Во-первых, она сможет напрямую выходить в бассейн Индийского океана. А во-вторых, Ираном будут востребованы многие российские водно-транспортные технологии. Вдобавок, иранская сторона заинтересована в строительстве на российских верфях грузовых судов смешанного типа (река – море). При этом грузооборот российских портов на Каспии возрастет примерно в 10 раз.

По оценкам экспертов Минтранса РФ и Министерства дорог и транспорта Ирана, ввод в действие трансиранского канала обеспечит обеим странам существенные транзитные доходы – 1,3–1,6 и 1,4–1,8 млрд долларов в год соответственно. А объёмы перевозок российских промышленных грузов в страны Среднего Востока и Южной Азии возрастут благодаря этой артерии как минимум вдвое.

Но насколько возможна реализация этого плана? Подобный судоходный канал должен быть шириной более 100 м и иметь глубину минимум 5 м. Кроме того, ему необходимо огромное количество воды, не менее 10% воды реки Волга (на 85% обеспечивающей Каспийское море). И без разрешения всех прикаспийских государств забор такого объёма воды просто невозможен.

Литература

1. Канал Иранруд [IranRood Channel]. URL: <http://www.badi.net/iranrood.htm>
2. Каспийское море будет впадать в Персидский залив [The Caspian Sea is meet the Persian Gulf]. URL: <http://rg.ru/bussines/rinky/132.shtm>
3. Проверка состояния газового месторождения Южный Парс [Analyzing the status of the South Pars gas field]. URL: www.kmsco.ir/Files/Pars.pdf
4. Российско-иранский южный коридор [The Russian-Iranian southern corridor]. URL: http://www.iran.ru/news/analytics/93975/rossiysko_iranskiy_yuzhnyy_koridor
5. Россия возвращается в Иран по железным дорогам [Russia is returning to Iran by railways]. URL: <http://www.tpp-inform.ru/global/4823.html>
6. Себестоимость трубопроводного транспорта [The cost price of pipeline transport]. URL: http://www.china-cargo.ru/dostavka_186.html
7. Южный Парс, путь к развитию страны [South Pars, path to development of the country]. URL: <http://www.nioc.ir/Portal/home/?news/100193/100207/93903>
8. URL: <http://www.petros.ru/iran>
9. Как Иран стал зависимой страной. URL: <http://voprosik.net/kak-iran-stal-zavisimoy-stranoj>

Как поставить диагноз компании?



Постоянный мониторинг финансовых показателей и корректировка деятельности в зависимости от их динамики являются залогом здорового функционирования ВИНК

Никита ЗЕЛЕНИН

Анализ финансового состояния – важный элемент характеристики общего положения компании. Если сравнить ВИНК с человеческим организмом, то её финансы – это своего рода кровеносная система. Поэтому любые явления, которые способны негативно повлиять на её общее функционирование, могут быть заблаговременно предотвращены за счёт подробного изучения финансовых показателей и своевременной реакции на их изменение. В связи с этим попытаемся дать некоторый эпикриз финансового состояния отечественных компаний нефтегазового комплекса.

КРОВЕНОСНАЯ СИСТЕМА КОМПАНИИ

Отметим, что в мировой практике единого показателя финансового состояния нет, да и быть не может. Подобная харак-

теристика требует анализа ситуации с разных сторон и должна охватывать разные пласты, уровни и направления деятельности организации. Если продолжить сравнение с человеком, то у него нет единого показателя здоровья. Есть данные о температуре, давлении, функционировании отдельных систем, на основе которых уже делаются выводы о здоровье или нездоровье организма в целом. Для финансового состояния это прежде всего показатели ликвидности и платёжеспособности, которые и будут рассмотрены в рамках этой статьи, а также деловой активности и финансовой устойчивости (всё это проанализируем в следующем номере).

Прежде чем переходить непосредственно к оценке показателей финансового состояния предприятия нужно сделать несколько оговорок. Во-первых, зачастую в литературе данное понятие сводится к определению ликвидности баланса и расчёту уровня платёжеспособности, что не совсем верно. Понятие

«финансовое состояние» – более широкое и охватывает не только текущие или потенциальные платёжные возможности организации, но и распределение финансовых потоков, а также их стабильность. Поэтому неотъемлемой частью анализа является оценка финансовой устойчивости и расчёт показателей, характеризующих оборачиваемость и деловую активность компании.

Однако, безусловно, финансовое состояние – способность компании рассчитываться по своим обязательствам (текущая или потенциальная). Здесь нужно сделать вторую оговорку. Зачастую в литературе понятия «ликвидность» и «платёжеспособность» понимаются как тождественные, что тоже не совсем верно. В первую очередь ликвидность характеризует структуру баланса и возможность организации выполнять свои финансовые обязательства (прежде всего текущие) в настоящий момент (с привлечением только оборотных активов). То есть показатель ликвидности опреде-

ляет достаточность имеющихся денежных и других средств для оплаты долгов именно в текущий момент, в то время как платёжеспособность характеризует ожидаемую возможность в конечном итоге погасить задолженность – рассчитаться по своим обязательствам в перспективе с использованием сложившихся направлений финансовых потоков. Безусловно, эти показатели взаимосвязаны и как никакие другие могут оценить финансовое состояние компании.

Ликвидность: по долгам платить готовы

Анализ ликвидности происходит в два этапа. Для первоначального представления ситуации составляется агрегированный баланс ликвидности, а затем для более точной оценки используется коэффициентный анализ.

На основе анализа агрегированного баланса ликвидности ситуацию в целом для компаний отечественного НГК можно охарактеризовать как более чем позитивную. «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» демонстрируют абсолютно ликвидные балансы для всего периода исследования. Ликвидными можно также назвать балансы «Газпром нефти» и «НОВАТЭКа». В первой компании баланс, отличный от абсолютно ликвидного, имелся только в 2011 г. (однако результаты показывали, что ситуация выправится в ближайшее время, что и подтвердилось дальнейшим исследованием – балансы в 2012–2014 гг. абсолютно ликвидные). Во второй компании выпадающий результат оценки ликвидности баланса приходится на 2012 г. Причём прогнозировалось, что проблемы будут сохраняться и в ближайшее время, однако компания смогла справиться с возможной угрозой, и за два последних года баланс является абсолютно ликвидным.

Позитивно можно охарактеризовать и ситуацию в «Газпроме». Результаты анализа агрегированного баланса ликвидности для этой компании в 2011–2013 гг. позволяли отнести его к группе потенциально ликвидных. То есть он не являлся абсолютно ликвидным в период исследования, но ожидалось, что ситуация выправится в ближайшей и среднесрочной перспективе. Это и произошло – баланс 2014 г. оказался абсолютно ликвидным.

К данной группе можно отнести и «Башнефть» – балансы этой компании являются потенциально ликвидными за весь период исследования, то есть ожидается, что баланс 2015 г. будет абсолютно ликвидным.

Более противоречивую динамику демонстрирует «Роснефть». Результаты 2011–2012 гг. показывали: баланс – ликвидный, но ситуация изменится в среднесрочной перспективе, что и подтвердилось. В 2013–2014 гг. баланс не был ликвидным, но прогнозируется, что уже в текущем году положение дел вновь улучшится.

Самыми неоднозначными являются результаты анализа агрегированного баланса «ЛУКОЙЛа». Для каждого года исследования демонстрируют, что он является ликвидным в настоящий момент и в среднесрочной перспективе, но в ближайшее время возможны некоторые проблемы. Однако ни разу за четыре года прогноз не оправдался, и никаких проблем не возникло. Угроза же появляется из-за того, что объём дебиторской задолженности компании меньше объёма краткосрочных обязательств. То есть «ЛУКОЙЛ» не очень активно использует инструмент кредитования, с одной стороны страхуя себя от рисков непогаше-

ния задолженности, а с другой – выводя средства из оборота. В результате в случае немедленного требования кредиторами своих средств объёмов ликвидной дебиторской задолженности не хватит для погашения долгов и компании придётся обратиться к реализации менее ликвидных активов, хотя объём агрегированной группы самых ликвидных активов позволяет рассчитаться с кредиторами и реальной угрозы неплатежей не наблюдается. Так что баланс можно считать ликвидным с некоторой диспропорцией, существенно не влияющей на риски в части имущественно-денежных потоков.

Более точную оценку ликвидности позволяет дать коэффициентный анализ, представленный в табл. 1.

Для всех рассмотренных коэффициентов нормативными являются значения в диапазоне от 1 до 3 (кроме коэффициента абсолютной ликвидности, для которого границы смещены в пределы от 0,2 до 0,5, в силу того что он демонстрирует

Табл. 1. Коэффициенты ликвидности для ведущих компаний нефтегазовой отрасли

		Коэффициент текущей ликвидности	Коэффициент критической (быстрой, срочной) ликвидности	Коэффициент абсолютной ликвидности	Коэффициент динамической ликвидности
ROSN	2014 г.	3,2117	1,2779	0,3751	1,7797
	2013 г.	3,1146	1,1390	0,4835	1,8487
	2012 г.	6,0040	4,2778	2,8017	4,6671
	2011 г.	4,4867	3,3193	1,4144	3,4263
LKOH	2014 г.	4,4427	1,5113	1,0471	2,8659
	2013 г.	3,6007	0,9067	0,4346	2,1106
	2012 г.	2,6428	1,1552	0,8164	2,2032
	2011 г.	2,1251	1,2706	1,0117	2,2576
SNGS	2014 г.	19,0957	7,4389	5,8791	10,1621
	2013 г.	17,7406	7,7183	5,6174	9,6833
	2012 г.	19,9765	8,1179	5,5770	10,4251
	2011 г.	16,4427	7,3728	5,4619	9,1477
GAZPN	2014 г.	2,7001	1,3403	0,7996	1,9043
	2013 г.	2,9726	1,3620	0,7089	2,1297
	2012 г.	2,8883	1,2979	0,5559	2,0330
	2011 г.	2,6619	1,8695	0,0997	1,6800
TATN	2014 г.	8,5005	6,4282	4,7393	6,8124
	2013 г.	5,4305	4,1060	2,9103	5,0539
	2012 г.	6,5548	5,2335	3,8122	6,4965
	2011 г.	5,5269	4,5516	3,2599	5,8828
BANE	2014 г.	2,2623	0,9414	0,4653	1,2404
	2013 г.	2,7156	1,3375	0,5133	1,4006
	2012 г.	2,8122	1,4819	0,5748	1,6083
	2011 г.	3,7843	1,7702	0,6629	1,8238
GAZP	2014 г.	3,8170	1,9741	0,5693	2,5025
	2013 г.	4,1158	2,0820	0,3390	2,4961
	2012 г.	4,1647	2,0780	0,1363	2,3210
	2011 г.	4,9388	2,7750	0,2260	2,7492
NVTK	2014 г.	8,2366	2,4145	1,6459	5,7678
	2013 г.	10,1893	2,3055	1,5003	5,5504
	2012 г.	6,6422	1,8543	1,2807	4,8161
	2011 г.	8,3546	3,0531	1,7991	6,2455



возможности компании рассчитаться по краткосрочным обязательствам с использованием только наиболее ликвидных активов). При значениях меньше единицы, скорее всего, существуют проблемы с ликвидностью. Значения же, превышающие 3, говорят о возможном нерациональном использовании активов. Но, подчеркнём, не свидетельствуют о проблемах с ликвидностью.

Если обратиться к значениям **коэффициента текущей ликвидности**, то для всех компаний за все периоды он выполняется в части нижней границы. Это говорит о более чем позитивной ситуации, поскольку имеется превышение ликвидных активов над краткосрочными обязательствами. Для «Газпром нефти» и «Башнефти» условие ликвидности выполняется строго (у «Башнефти» лишь в 2011 г. значение превышает 3). У «ЛУКОЙЛа» в 2011-м и 2012 г. – ситуация аналогичная, но значение коэффициента растёт от года к году, и в 2014 г. превышение составило 4,5 раза.

В ряде рассматриваемых компаний такое превышение является более чем пятикратным. Это «Татнефть», «НОВАТЭК» и «Сургутнефтегаз» (самые большие значения коэффициента в отрасли – почти 20-кратное превышение ликвидных активов над обязательствами).

Для «Роснефти» и «Газпрома» превышение более чем трёхкратное, однако наблюдается отрицательная динамика. То есть значение коэффициента от начальных периодов исследования к конечным приближается к верхней допустимой границе.

Коэффициент быстрой (критической, срочной) ликвидности показыва-

ет возможность компании рассчитаться по своим обязательствам немедленно. Если он больше единицы, то такая возможность у ВИНК имеется.

Как видно из табл. 1, подобное условие не выполняется только в двух случаях (причём о «невыполнении» можно говорить лишь весьма условно, поскольку значение коэффициента в обоих случаях больше 0,9): у «ЛУКОЙЛа» в 2013 г. (но уже в 2014 г. положение выправились) и у «Башнефти». Здесь ситуации сложнее, поскольку формальное невыполнение наблюдается в последнем году исследования, а до этого демонстрировалась отрицательная динамика. Однако удовлетворительное значение коэффициента текущей ликвидности и анализ агрегированного баланса ликвидности говорят о хороших перспективах компании в данной сфере.

Следующий коэффициент – **абсолютной ликвидности**. Согласно общепринятой практике, его нормативное значение – от 0,2 до 0,5. Поскольку, как мы уже отметили, этот коэффициент демонстрирует возможности компании рассчитаться по краткосрочным обязательствам с использованием исключительно наиболее ликвидных активов.

Нижней границе интервала не соответствуют показатели только двух компаний – «Газпром нефти» в 2011 г. и «Газпрома» в 2012 г. Однако дальнейший анализ выявил улучшение ситуации. То есть говорить о каких-то угрозах ликвидности в соответствии с данным коэффициентом для обозначенных компаний не приходится.

Отметим и то, что практически для всех ВИНК не выполняется соответствие верх-

ней границы обозначенного интервала. Систематически значение коэффициента находится в установленных рамках только для «Роснефти» (во всяком случае, в двух последних анализируемых периодах). В 2013 г. полное соответствие границам зафиксировано также у «ЛУКОЙЛа» и «Газпрома» (в последнем случае такое соответствие имело и 2011 г.). У «Башнефти» – отрицательная динамика значений коэффициента, и к 2014 г. она также находилась в полном соответствии с установленными границами.

Коэффициент динамической ликвидности учитывает вероятность своевременной реализации активов, а также возможные отклонения в требованиях кредиторов вернуть долг в установленный срок. Его интерпретация аналогична значениям коэффициента текущей ликвидности, то есть допустимым является диапазон от 1 до 3, причём превышение свидетельствует не о проблемах с ликвидностью, а о некотором нерациональном распределении активов.

Для трёх из восьми рассматриваемых компаний значение коэффициента превышает 3 во всех рассматриваемых периодах. Это «НОВАТЭК», «Татнефть» и «Сургутнефтегаз» (значения максимальные для отрасли, почти 10-кратное превышение, даже с учётом вероятности).

У «Роснефти» зафиксирована отрицательная динамика коэффициента и превышение наблюдается только в 2011–2012 гг. А в 2013–2014 гг. его значения полностью соответствуют нормативам. Аналогичное соответствие мы видим и у четырёх оставшихся компаний («Башнефть», «Газпром нефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ»), причём для всех периодов исследования.

ПЛАТЁЖЕСПОСОБНОСТЬ: БАЛАНС ДОЛГОВ И ВЫРУЧКИ

Показатели платёжеспособности представлены в табл. 2.

Традиционно нормативным считается трёхкратное превышение той или иной группы пассивов над среднемесячной выручкой, следовательно, каждая из обозначенных групп покрывается размером выручки в течение одного квартала. Таким образом, если значения представленных коэффициентов меньше трёх, то указанный паритет достигается раньше. Следовательно, у компании в подобном случае нет даже потенциальных проблем с платёжеспособностью.

На основе данных табл. 2 можно сделать вывод, что подобное условие выполняется для «Сургутнефтегаза» в течение

Табл. 2. Показатели платёжеспособности для ведущих компаний нефтегазовой отрасли

		Платёжеспособность общая	Платёжеспособность по кредитам и займам	Платёжеспособность текущая
ROSN	2014 г.	17,9520	11,4293	6,1904
	2013 г.	12,1760	7,9633	4,4522
	2012 г.	5,8598	4,5331	1,3745
	2011 г.	6,0415	4,4903	2,0144
LKOH	2014 г.	30,7015	20,8204	19,4145
	2013 г.	19,9423	13,2130	16,5201
	2012 г.	134,9214	94,2504	134,1625
	2011 г.	192,3431	147,0114	188,8610
SNGS	2014 г.	2,6949	0,0019	1,7865
	2013 г.	2,1086	0,0021	1,3002
	2012 г.	1,5769	0,0034	1,0416
	2011 г.	1,6908	0,0022	1,2309
GAZPN	2014 г.	8,8325	6,4141	4,1456
	2013 г.	5,6833	4,3485	3,0372
	2012 г.	5,5227	4,1842	3,3767
	2011 г.	6,5772	4,7156	3,9463
TATN	2014 г.	2,8830	0,3635	1,5528
	2013 г.	3,6846	1,2188	2,2179
	2012 г.	4,4400	2,7667	2,5226
	2011 г.	6,9748	5,0628	3,5327
BANE	2014 г.	6,0883	3,2632	2,6232
	2013 г.	4,4586	2,1473	2,0957
	2012 г.	4,7263	2,7201	2,0638
	2011 г.	4,5027	2,6983	1,4585
GAZP	2014 г.	9,5047	6,3904	4,3768
	2013 г.	7,5618	4,8820	3,7897
	2012 г.	7,0594	4,2679	3,8023
	2011 г.	6,7302	4,2408	3,1829
NVTK	2014 г.	10,0298	9,3169	2,2956
	2013 г.	8,9369	7,8862	1,9499
	2012 г.	10,3472	9,5037	3,3966
	2011 г.	8,3268	7,6496	2,3581

всего периода для каждой из групп пассивов. Это соотносится с упомянутыми выше лучшими показателями для данной компании в части ликвидности баланса.

Позитивной можно назвать и ситуацию в «Татнефти», где указанное условие выполняется для всех групп активов, но только в последнем из исследуемых периодов. Для краткосрочных пассивов и кредитов и займов оно выполняется и для 2011–2012 гг.

Очевидно: чем меньше группа пассивов, тем наиболее вероятно соблюдение упомянутого условия. Таким образом, для текущих обязательств данное соответствие в общем случае более достижимо, чем для кредитов и займов (как долгосрочных, так и краткосрочных). А для кредитов оно более достижимо, чем для пассивов в целом.

Имеется ещё ряд компаний, где указанное соответствие нормативам наблюдается не для всех пассивов (как в случае с

«Сургутнефтегазом» и «Татнефтью»), а лишь для части из них. Прежде всего, к данной группе нужно отнести «Башнефть», для которой условие трёхкратного превышения среднемесячной выручки выполняется как в части кредитов и займов (за исключением последнего, 2014 г., где значение равно 3,3, что несущественно отличается от норматива), так и в части краткосрочных обязательств (где строгое соответствие для всех периодов исследования). Общие же пассивы этой компании покрываются полугодовым размером среднемесячной выручки.

Вторая компания, которую следует отметить в этой группе, – «НОВАТЭК». В данном случае условие соблюдается лишь в части текущих обязательств (и то за исключением 2012 г., где, впрочем, отклонение также не слишком большое и коэффициент равен 3,4). Значения для других пассивов «НОВАТЭКа» свидетельствует о том, что для покрытия всех обязательств

компании необходим почти год. То есть соответствие критерия в части краткосрочных обязательств в данном случае свидетельствует скорее об их небольшой доле в структуре пассивов компании.

Как мы уже отметили, при характеристике платёжеспособности важную роль играет временной фактор. Значения коэффициентов отражают временной промежуток, за который та или иная группа пассивов будет покрыта размером среднемесячной выручки. Таким образом, значения коэффициента до 12 можно считать допустимыми (хотя желательным, как мы уже отметили, является достижение паритета в течение квартала, то есть при значении коэффициента меньше трёх).

Отметим, что практически во всех рассматриваемых случаях коэффициенты находятся в зоне допустимых значений (то есть меньше 12). Превышение наблюдается лишь в ряде случаев. Например, у «Роснефти» в 2013–2014 гг. в части суммарных активов. Правда, годовой выручки компании хватит на покрытие кредитов, займов и краткосрочных обязательств. Однако отрицательным моментом является то, что ситуация от года к году ухудшается, поскольку подобные параметры свойственны только последним периодам исследования. В целом для компании характерна отрицательная динамика показателей ликвидности и платёжеспособности, что, безусловно, является важным сигналом для её руководства. Хотя ситуация, безусловно, отнюдь не критичная.

Достаточно негативные показатели демонстрирует «ЛУКОЙЛ». Данные 2011-го и 2012 г. свидетельствуют о том, что компании необходимо почти 16 лет для покрытия своих обязательств. Это, безусловно, вызвано недостатками в отчётности, поскольку размер выручки компании, указанный в отчёте о финансовых результатах, не соответствует данным последующих отчётов и несопоставим с объёмом выручки других компаний отрасли. Даже несмотря на этот факт, показатели платёжеспособности «ЛУКОЙЛа» являются худшими в отрасли. В последних исследуемых периодах ему требуется около двух лет (20–30 месяцев) для достижения паритета кумулятивной выручки и объёмов источников финансирования.

Для двух оставшихся компаний («Газпром нефть» и «Газпром») показатели платёжеспособности находятся в зоне допустимых значений, то есть размер обязательств покрывается выручкой в течение года.

(Продолжение следует) ■

Инновации сквозь призму истории

В фокусе новой книги¹ – государство, нефтегазовый комплекс и научно-технический прогресс в исторической ретроспективе

Юрий ЕВДОШЕНКО,
кандидат исторических наук

Историография российской нефтяной и газовой промышленности пополнилась фундаментальной работой. Авторский коллектив сотрудников кафедры политической истории Отечества РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина выпустил объемную (984 с.) монографию «Нефтегазовый комплекс в контексте реализации государственной научно-технической политики СССР и Российской Федерации (1945–2013 гг.)». Актуальность этой темы чрезвычайно высока, поскольку добыча, транспортировка и переработка углеводородного сырья до сих пор являются основой экономики России и успешное развитие страны тесно связано с устойчивостью нефтяной и газовой отраслей, а последнее зависит от грамотного управления и современной технической оснащённости данного производства.

Нельзя сказать, что научно-техническая политика советского государства была обойдена вниманием историков. Напротив, работы о влиянии «партии и правительства», отдельных государственных деятелей (В. И. Ленина, И. В. Сталина) или партийно-правительственных форумов (съездов КПСС или сессий Верховного Совета СССР) на развитие науки, промышленности, сельского хозяйства регулярно выходили в свет. Но их выводы были ограничены идеологическими и методологическими



рамками и во многом потеряли свою научную значимость. К тому же за последние два десятилетия «нефтегазовая историография» пополнилась рядом серьёзных работ, которые существенно корректируют представления о развитии данной отрасли. Результаты исследований А. А. Иголкина, В. П. Карпова, В. Н. Курятникова, М. В. Славкиной, В. Л. Некрасова и других историков требуют своего обобщения².

² Иголкин А. А. Нефтяная политика СССР в 1928–1940-е годах. – М., 2005; его же. Советская нефтяная политика в 1940–1950-м годах. – М., 2009; Карпов В. П. История создания и развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. – Тюмень, 2005; Курятников В. Н. Становление нефтяного комплекса в Уральском и Поволжском регионах (30–50-е гг. XX века): В двух томах. Самара, 2008; Славкина М. В. Великие победы и упущенные возможности: влияние нефтегазового комплекса на социально-экономическое развитие СССР в 1945–1991 гг. – М., 2007; Некрасов В. Л. Индустриальная модернизация и энергетический переход. Исторические закономерности. Мировые тенденции. Опыт России. – Майкоп, 2008; Некрасов В. Л., Стафеев О. Н., Хромов Е. А. Нефтегазовый комплекс СССР (вторая половина 1950-х – первая половина 1960-х годов): экономические и институциональные аспекты развития. – Ханты-Мансийск, 2012.

За этот период вышли в свет и работы нефтяников (В. Н. Щелкачёва, Г. Г. Вахитова, А. Н. Дмитриевского и др.³), раскрывающие различные аспекты технологического развития отрасли. Серьёзно изменилась ситуация в области исторических источников – было проведено рассекречивание многих документов, и они стали доступны историкам.

В связи с этим нужно отметить важное достижение авторского коллектива рецензируемой монографии. Авторы ввели в научный оборот большой объём новых документов Государственного архива РФ, Российского государственного архива новейшей истории, Российского государственного архива экономики и Архива Федерального Собрания РФ (фонды последнего практически не использовались в работах по истории нефтяной и газовой промышленности).

Первый раздел монографии посвящён теоретико-методологическим основам исследования и определению особенностей российской модели модернизации. Авторы на широкой историографической базе анализируют понятия – «государственная промышленная политика», «государственная научно-техническая политика», «национальная инновационная система», – рассматривают разные подходы к их определению, сравнивают промышленные политики разных государств-экспортёров углеводородов.

Обобщая мнения авторитетных специалистов, авторы констатируют многообразие определений государствен-

¹ Бодрова Е. В., Гусарова М. Н., Калинов В. В., Филатова М. Н. Нефтегазовый комплекс в контексте реализации государственной научно-технической политики и промышленной политики СССР и РФ (1945 – 2013 гг.): Монография / Под общ. ред. М. Н. Филатовой. – М.: ООО «НИПКЦ Восход-А», 2013.

³ Щелкачёв В. Н. История управления разработкой и историей разработки нефтяных месторождений СССР и России. – М., 1998; Вахитов Г. Г. Нефтяная промышленность России: вчера, сегодня, завтра. Опыт разработки месторождений углеводородов в 1950–2012 гг. – М., 2012; Дмитриевский А. Н. Ресурсно-инновационная экономика: история, проблемы, перспективы // Энергетическая политика. 2011. № 2; Дмитриевский А. Н., Комков Н. И., Мастепанов А. М., Кротова М. В. Ресурсно-инновационное развитие экономики России. – М.-Ижевск: ИКИ, 2013.

ной промышленной, научно-технической и инновационной политики. Вместе с тем, они выявили то общее, что присуще различным подходам, а именно – *«необходимость участия государства в поддержке развития промышленного комплекса, научно-технических изысканий и их внедрения, в рыночном распределении ресурсов, развитии экспорта готовой продукции»*. В длительной дискуссии по поводу роли нефти и газа в развитии России авторы занимают точку зрения тех, кто считает её *«локомотивом формирования национальной инновационной системы государства»*.

Второй раздел книги посвящён рассмотрению роли «нефтегазового фактора» в период позднего советского развития страны. Серьёзным плюсом данного раздела является то, что эволюция нефтегазовой отрасли рассматривается в контексте общего экономического и научно-технического прогресса в СССР. Авторы отмечают, что после войны в стране была сформирована «локальная инновационная система» только для ВПК. Вместе с тем, рассказывается о ключевых государственных решениях в научно-технической области, формировании специальных органов для координации разработки и внедрения новой техники и технологий (в частности, Государственного комитета по науке и технике при Совете Министров СССР). Эти темы часто выпадают из работ по истории нефтегазовой отрасли данного периода.

Анализируя развитие советского НГК, авторы монографии следуют уже выраженным в работах В. П. Карпова, М. В. Славкиной, Г. Г. Вахитова и др. взглядам на главные его успехи и противоречия. Тем не менее они существенно дополняют имеющуюся аргументацию новыми архивными данными (например, материалами Миннефтепрома СССР первой половины 1980 годов, когда ещё можно было предотвратить намевшиеся негативные тенденции в нефтедобыче в Западной Сибири).

Третий наиболее объёмный раздел монографии посвящён новейшей истории отечественного НГК. В нём рассматривается трансформация государственной промышленной и научно-технической политики, её роль в модернизации страны на современном этапе. Данный период едва затронут историками, а в его оценках господствуют чаще всего мнения экономистов, политологов, пуб-

лицистов. С этой точки зрения данная книга является одной из первых работ в историографии⁴.

В противовес публицистам, считающим 1990-е годы потерянными для экономики страны, авторы монографии рассказывают о попытках государства, пусть и не всегда успешных, в сложных условиях направлять научно-техническое развитие НГК. В связи с этим большой интерес представляют вводимые в оборот данные Государственного комитета промышленной политики, Министерства промышленности, Министерства экономики Российской Федерации.

В монографии анализируется также эволюция законодательной базы в промышленной сфере. Отмечается, что она характеризовалась наличием *«неоправданно множественных и разрозненных актов, принятых или изданных в различные периоды экономического развития как РФ, так и бывшего СССР и РСФСР»*. Их принятие *«было вызвано необходимостью срочного решения тех или иных вопросов в ходе проводимых в России экономических реформ, что приводило к их несогласованности между собой, а порой неоднородности и противоречию друг другу»*.

Многие исследователи негативно оценивают деятельность законодательных структур того периода. Однако авторы монографии выражают иную точку зрения. Они отмечают, что Государственная Дума приняла основные законы, регулирующие функционирование важнейших отраслей промышленности. Кроме того, изученные документы позволили сделать вывод о том, что важнейшим достижением начала 1990-х стало создание системы внебюджетного финансирования науки, состоящей из Российского фонда фундаментальных исследований, Российского гуманитарного научного фонда, отраслевых и межотраслевых внебюджетных фондов НИОКР.

Авторы справедливо указывают на то, что нефтяная и газовая отрасли развивались разными путями, выражая две возможные модели реформирования – диверсификацию собственности в первом случае и её концентрацию – во втором.

В монографии констатируется, что к началу 2000-х была сформирована си-

стема государственного регулирования нефтегазового комплекса. К этому времени сложились правовые и финансовые механизмы, призванные обеспечить его адекватное развитие, была сохранена система отраслевой и вузовской науки. Вместе с тем, среди основных проблем авторы называют высокие издержки производства, обусловленные макроэкономической политикой властей, ростом налоговой составляющей и т. д. Кроме того, с 1994 г. добыча не компенсировалась приростом запасов.

Нельзя не отметить и недостатки этой большой работы. Книга сложно читается. Стремясь опираться на широкий круг точек зрения (что, конечно, неплохо), авторы, на наш взгляд, злоупотребляют цитированием чужих работ. В связи с этим очень трудно докопаться до позиции самих авторов. В некоторых местах они сглаживают конфликты, связанные с обсуждением научно-технологических путей развития нефтегазового комплекса, в которых государственные органы сыграли не самую лучшую роль (например, при формировании научных основ разработки нефтяных месторождений путём заводнения). Являясь сторонниками активного государственного вмешательства в научно-техническую политику, они обошли вопрос негативных последствий госмонополизма в данной сфере. В частности, борьбу с «параллелизмом» и другие кампании, отрицательно повлиявшие на ход научно-технического прогресса.

Не лишена книга и частных ошибок. Например, авторы утверждают, что организационное оформление газовой промышленности СССР началось в 1940–1950 гг. (с. 247), хотя это исторически неверно. Первые органы управления газовой отраслью были созданы в начале 1930 годов и в течение всего десятилетия вели свою производственную деятельность, готовя скачок развития во второй половине XX века⁵.

В целом же рецензируемая монография является важным вкладом в исследование истории отечественного НГК, вводит в научный оборот много новых, интересных данных. Это, конечно, будет стимулировать дальнейшее развитие историографии нефтяной и газовой промышленности России. ■

⁴ Следует указать здесь на работы: Нефть новой России / Под ред. В. Ю. Алекперова. М., 2007; Славкина М. В. Влияние отечественного нефтегазового комплекса на модернизационные процессы в СССР – России (1939–2008 гг.). Дисс. ... д-ра ист. наук. М., 2012.

⁵ Матвейчук А. А., Евдошенко Ю. В. У истоков газовой отрасли России. 1811–1945 гг. Исторические очерки. – М., 2011.

Не подмажешь – не поедешь...

Страницы истории нефтяного
смазочного производства в России

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В настоящее время ускоренное развитие промышленного производства и транспорта закономерно ведёт к возрастанию требований к качеству смазочных материалов и тем самым обуславливает создание новых технологических процессов. История становления производства нефтяных масел в России позволяет выявить некоторые основные направления дальнейшего совершенствования технологии и конструктивного оформления специализированных процессов нефтепереработки.

ТЕРНИСТЫЙ ПУТЬ ПЕРВОПРОХОДЦЕВ

С изобретением колеса и простейших механизмов человечество вплотную столкнулось с проблемой минимизации трения, решение которой стало одной из самых важных и сложных задач в истории техники. Применение различных веществ растительного и животного происхождения для смазки отдельных частей механизмов берёт своё начало с древнейших времён. Имеются археологические доказательства того, что смазочные материалы использовались ещё на ранних стадиях египетской и шумерской цивилизаций. Начало промышленного переворота в XVII веке открыло новую страницу в истории науки и техники. Этот период характеризуют замечательные достижения в конструировании машин и механизмов, а также подшипников и зубчатых передач. И здесь в качестве смазочных материалов обычно применялись определённые виды животных, растительных и минеральных масел.

Вследствие ускоренного развития производства, появления паровых машин и сложных механизмов существенно повышаются требования к эксплуатационным свойствам смазочных материалов.

Поэтому учёные и изобретатели стали предлагать свои новации в этой области. В Великобритании было выдано несколько патентов на «смазочные композиции». Так, в 1812 г. Генри Томас Хардакр стал обладателем патента № 3573 на «Смесь графита и свиного жира (1:4) для получения пластичного смазочного материала». В 1835 г. Натаниэлю Партриджу был выдан патент № 6945 на «Смесь оливкового масла и извести, растворённой в воде». В описании изобретения указано, что для улучшения данной смеси необходимо добавлять пальмовое масло, жир или графит. А в 1848 г. Джозеф Джон Долан получил патент № 12109 на «Состав смазочного материала с высокими эксплуатационными характеристиками». Его описание напоминает рецепт замысловатого снадобья средневекового алхимика: «Зелёные листья растительной субстанции, называемой лавром; зелёные листья растительной субстанции, называемой плющем; соленокислая соль ртути; субнитрат висмута; сульфат меди; сульфат цинка; сурьмяной винный камень; жир гренландского или южного кита; оливковое масло; семенное масло; пальмовое масло; растительная субстанция, называемая каучуком; обычное коричневое мыло; белый перец; свинцовые белила; обычная соль и порошкообразные квасцы; графит».

Отмена крепостного права Манифестом императора Александра II от 19 февраля 1861 г. дала начало мощным модернизационным процессам в российском обществе, воплотившимся на практике в ключевые социально-экономические реформы, осуществлённые в период 1864–1874 гг. Великие реформы создали благоприятные условия для быстрого развития в стране промышленности и транспорта. В то время происходила коренная перестройка мануфактур в фабричное производство, прежде всего в текстильной промышленности, предприятия которой были сконцентрированы в основном вокруг столичных центров – Москвы и Петербурга. При этом 80% предприятий отрасли имели паровые

машины. А в целом в 1879 г. из 1229 российских фабрик 754 (61,7%) уже использовали паровые двигатели.

Промышленный подъём второй половины XIX века связан с усиленным железнодорожным строительством и существенным увеличением подвижного состава ж/д транспорта, а также с распространением парового судоходства на российских водных путях.

Дальнейшее употребление отечественных растительных и животных масел, ввиду качественного изменения конструкций машин и механизмов и появления новых эксплуатационных требований, стало тормозом на пути модернизации производства. И как следствие, с 1863 г. на российском рынке начали появляться смазочные материалы из Германии, Бельгии, Голландии и других стран. Уже в 1871-м объём их ввоза достиг 1 млн 720 тыс. пудов. Обычно это были продукты сухой перегонки каменного угля, смешанные с растительными маслами и животными жирами с добавлением графита или гуттаперчи. Стоили они достаточно дорого, а качество оставляло желать лучшего.

Российские инженеры и предприниматели настойчиво искали выход из сложившегося положения. В самых разных местах – на Кубани, в Крыму, в некоторых губерниях Центральной России – началось создание отечественных смазочных минеральных масел. В ряде отраслей нефтяные остатки керосинового производства пытались применять в качестве колёсной смазки. Затем их использовали в смесях с сурепным и касторовым маслами, свиным жиром, графитом, воском. Такие смазочные материалы отпугивали покупателя своим цветом и запахом, но привлекали дешевизной: они были в три-четыре раза дешевле животных и растительных масел. Однако их качество всё ещё оставалось низким, их можно было использовать лишь в условиях невысоких либо кратковременных нагрузок.

Эти смазочные материалы и вырабатывались на первых отечественных мазеварочных установках. Таким образом, переходили от применения животных жи-

ров к использованию минеральных масел. Так же, как и на рынке осветительных масел, где керосин постепенно вытеснял растительные масла, минеральные (нефтяные) смазочные масла постепенно, шаг за шагом вытеснили животные. Сначала к животным маслам прибавляли немного густой нефти или нефтяных остатков. Затем, наоборот, к нефтяным остаткам стали прибавлять немного животных жиров. Наконец, нефтяные остатки начали применять в качестве исходного сырья. Это создало условия для зарождения отечественного производства нефтяных смазочных материалов.

Первый шаг был сделан уроженцем Владимирской губернии, муромским купцом Фёдором Смоляниновым. В 1865 г. он построил в Астрахани небольшой завод по производству смазочных материалов из нефтяных остатков керосинового производства, которые в тот период не находили применения и уничтожались. Сырьё для своего предприятия он доставлял на парусных судах из Баку. Аппаратное устройство завода было создано на основе технологии русского смолокурного производства, когда способом сухой перегонки твёрдых и полутвёрдых органических продуктов получались дёготь и скипидар, столь необходимые для крестьянского хозяйства.

Процесс заключался в следующем: нефтяные остатки загружались в котёл с крышкой, вмазанный в печь и обогреваемый «голым» огнём. Затем в котёл прибавляли бараньего жира, сала и сурепного масла и продолжали нагревать ещё несколько часов для удаления летучих веществ. Получаемый продукт представлял собой густую мазь, предназначенную для смазки колёсных осей, а также паровозных и вагонных букс. Спустя два года Фёдор Смолянинов по экономическим соображениям перенёс свой завод в село Коржавино Муромского уезда Владимирской губернии.

Производительность нового завода в первые годы его существования составляла 12 тыс. пудов (200 т) в год. Нефть и мазут в Коржавино доставлялись из Нижнего Новгорода. Предприятие работало 295 дней в году, что указывает на регулярное, хорошо освоенное производство. Так, в 1872 г. было произведено 20 тыс. пудов (328 т) керосина, 10 тыс. пудов (164 т) смазочного масла и 5 тыс. пудов (82 т) «мылонафта». По тем временам это производство считалось довольно преуспевающим. Его оборудование состояло из трёх паровых котлов с общей поверх-

ностью нагрева 367 ф², семи железных перегонных кубов, вмещавших по 60 пудов (0,98 т) нефти, трёх чугунных кубов ёмкостью 80 пудов (1,3 т), а также чугунного «очистительного» котла с мешалками и вспомогательных ёмкостей.

Однако качество выпускаемой продукции всё же не могло соответствовать требованиям новой техники. И неудивительно, что жюри Всероссийской выставки 1882 г. вынесло свой строгий вердикт: «Смолянинов из Мурома представил посредственного качества различные масла из нефти, которые производят на 100 тыс. рублей».

В последующие годы масляный почин Фёдора Смолянинова поддерживали предприниматель Пётр Губонин и инженер путей сообщения Николай Саханский, организовавшие в Керчи небольшой масляный завод. Тем не менее время подобных смесовых смазочных производств было сочтено, новая промышленная технология уже стояла на пороге отрасли.

ТРИУМФ ОЛЕОНАФТОВ ВИКТОРА РАГОЗИНА

В последней четверти XIX века имя предпринимателя и изобретателя Виктора Рагозина (1831–1901) было достаточно известным в деловых и научных кругах русского общества. Многие газеты и журналы писали об успехах его смелых коммерческих начинаний, в частности об эффективной работе Константиновского и Балахнинского нефтеперерабатывающих заводов, выпускавших высококачественные нефтяные смазочные масла. Вели-

кий русский учёный-энциклопедист Дмитрий Менделеев (1834–1907) писал: «Производство нефтяных смазочных масел, установленное в России и разработанное с технической стороны русскими техниками, возникло у нас благодаря энергичной инициативе В. Рагозина в 1870 годах и имело весьма важное влияние на развитие нашей нефтяной промышленности». Позднее он добавил: «Пример и инициатива В. И. Рагозина останутся навсегда в памяти русских».

В 1853 г. Виктор Рагозин окончил полный курс наук на физико-математическом факультете Московского университета. Его дипломная работа «Изменение физических свойств и химических функций органических соединений в связи с замещением водорода гидроксидом» получила высокую оценку, и ему «определением университетского Совета» был присуждён диплом 1-й степени «за оказанные им успехи».

Однако путь в нефтяное дело оказался сложен и тернист. В начале 1960-х Виктор Рагозин оказался причастен к деятельности тайного общества «Земля и Воля» и летом 1862 г. был арестован по делу «О распространении возмутительных воззваний», доставлен в Санкт-Петербург и помещён в тюремную камеру Алексеевского равелина Петропавловской крепости. На продолжительных допросах держался спокойно и неизменно твёрдо отвечал следователям: «Злоумышленной пропаганды против правительства не распространял, никаких сообщников не знаю и не знал». У следствия не оказалось весомых улик и вскоре он был освобождён «под надзор полиции». В этот раз ему помогло ходатайство учредителей общества «Дружина» – известных предпринимателей братьев Шиповых, поручившихся за его дальнейшее «благоразумное поведение».

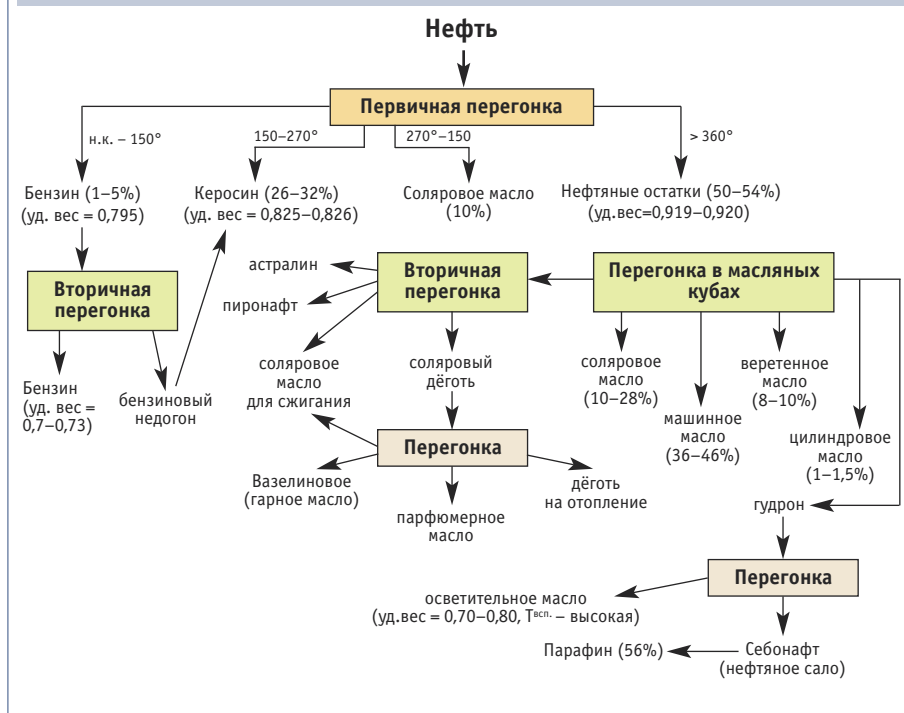
Впоследствии Виктор Рагозин развил кипучую земскую деятельность в Нижнем Новгороде: участвовал в организации нефтеналивного судоходства, в строительстве городского водопровода. В 1869 г. он – нижегородский купец 1-й гильдии, один из учредителей Нижегородского купеческого банка, страхового общества «Волга».

Бурное развитие российской промышленности, железнодорожного, речного и морского транспорта во второй половине XIX в. требовало прорыва в технологии производства смазочных масел. И его осуществил Виктор Рагозин. В 1873 г. он начал первые опыты по разложению



Акция компании В.И. Рагозина

Схема переработки нефти на Константиновском заводе «Товарищества В.И.Рагозин и К°»



нефтяных остатков в лаборатории, организованной прямо на его квартире в Нижнем Новгороде. Результаты двухлетних лабораторных исследований дали ему верное направление для дальнейшего творческого поиска и уверенность в перспективности его начинания.

В начале 1874 г. Рагозин обратился с письмом к министру финансов России Михаилу Рейтерну, в котором обосновал необходимость проведения опытных работ по получению смазочных масел в условиях заводского производства с использованием нового типа оборудования. Но существовавший в то время акцизный налог на керосин фактически не позволял осуществить задуманное. Дело дошло до императора Александра II, и 6 ноября 1874 г. появилось «Высочайшее повеление о производстве опытов на вновь устраиваемых фотогеновых заводах» следующего содержания: «По всеподданнейшему докладу Министра финансов прошення Нижегородского купца Рагозина о разрешении ему с целью испытания нового способа выделки керосина, в особенности смазочного масла из нефти, устроить временный фотогеновый завод, на котором перегонных кубов не было бы вовсе, а вместо них поставлены были бы особо-го рода камеры, в которых нефть разлагалась бы от действия жара».

Император Александр II также «высочайше повелеть изволил предоставить

Министру финансов: 1) разрешить в течение трёх лет производство опытов на вновь устраиваемых заводах для обработки нефти, хотя заводы и не удовлетворяли бы требованиям правил об акцизе с фотогенового производства и 2) облагать получаемые при производстве опытов осветительные масла акцизом по расчёту 25 копеек за пуд с обеспечением исправного поступления сего акциза по ближайшему его усмотрению».

На основании «высочайшего» решения императора Александра II Виктор Рагозин построил в 1875 г. в Нижнем Новгороде опытный завод, который располагался на берегу Волги, за паровой пристанью. Здесь он окончательно отработал технологию получения смазочных масел из мазута с помощью перегретого пара. Это подвигло его к решению создать массовое промышленное производство на базе нового современного завода в небольшом уездном городе Балахне, находящемся в 40 км от Нижнего Новгорода.

Продукция Балахнинского завода получила звучное название «олеонафты». Они предназначались для паровых машин, тяжёлых механизмов, станков, веретён, ружей, пушек, вагонных колес, деревянных и чугунных шестерён, экипажных и вагонных осей и многих других устройств. В 1878 г. Виктор Рагозин привёз «олеонафты» в Париж в качестве экс-

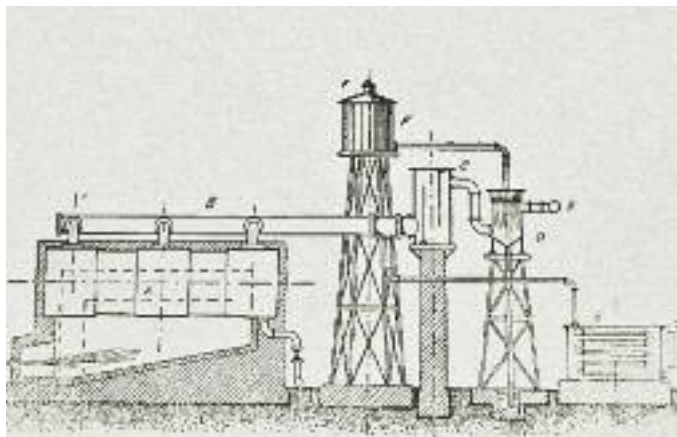
понатов на Всемирную выставку. У учёных и специалистов из различных стран они вызвали большой интерес, так как по своим характеристикам оказались гораздо лучше всех других применявшихся тогда зарубежных смазочных материалов. Заслуженной оценкой высокого качества «олеонафтов» стало присуждение им золотой медали Всемирной выставки. Уже после её окончания, вплоть до конца 1878 г., Рагозин сумел поставить во Францию нефтяные смазочные масла на сумму 770 тыс. франков.

Принципиально важным делом для Рагозина стало активное продвижение российских нефтепродуктов на зарубежные рынки. Он так вспоминал об этом: «Русский фабрикант вселял так мало доверия, что в 1876 г. я прожил 6 месяцев за границей и успел убедить только две небольшие фабрики ввести в употребление русское масло. Через четыре года положение стало неузнаваемым».

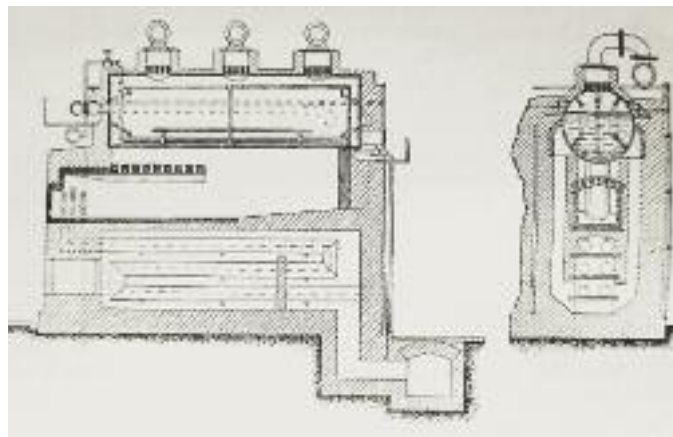
Действительно, одно то, что в 1880 г. весь военно-морской флот Франции перешёл на употребление русских «олеонафтов», подтверждает факт коренного перелома в сознании западного потребителя. Позднее Виктор Рагозин писал: «Я пытался практически разрешить главный вопрос – полную переработку нефти, сделал русские смазочные масла известными торговому миру, провёл их в Европу, Америку и Египет и сделал их предметом вывоза».

Растущий спрос на нефтяные масла побудил Виктора Рагозина к решительным действиям по расширению их производства. В 1879 г. было начато сооружение нового нефтеперегонного завода в селе Константиново под Ярославлем. Руководство строительством производственных корпусов и монтажом оборудования осуществлял выпускник Санкт-Петербургского Технологического института Антон Кушелевский. Имеются сведения, что создателем ряда технологических установок этого завода был талантливый изобретатель Василий Калашников. Оригинальные конструкции его аппаратов – перегревателя пара, доводящего температуру до 400 °С, воздушной машины для перемешивания струями воздуха масел при обработке их серной кислотой – во многом обеспечили успех массового производства нефтяных смазочных масел.

На этом предприятии доктор химии Густав Шмидт реализовал в промышленном масштабе научную идею технолога Александра Летнего по получению аро-



Масляная батарея



Масляный куб

матических углеводородов способом глубокого разложения нефти. На Константиновском заводе была также успешно применена технология очистки масляных дистиллятов серной кислотой и раствором едкого натра.

Вначале на заводах «Товарищества производства минеральных масел В. И. Рагозин и Ко» выпускалось четыре сорта смазочных масел: веретенное, машинное, вагонное зимнее и вагонное летнее. Затем в номенклатуре появляются и другие сорта – цилиндровое, соляровое и т. д. Широкий ассортимент осветительных масел и иных продуктов нефтепереработки. Уже в 1879 г. на Константиновском заводе производили 570 тыс. пудов продукции на сумму 1,4 млн рублей. А в 1881 г. только на экспорт поставили 580 тыс. пудов «олеонафтов» Рагозина.

Виктор Рагозин привлёк к исследованиям и разработке эффективной технологии масляного производства лучших отечественных химиков и инженеров, включая Дмитрия Менделеева. «Товарищество производства минеральных масел В. И. Рагозин и Ко» имело научно-исследовательские лаборатории в Москве, Париже и Лондоне. Там специалисты-химики проводили опыты и испытания продуктов глубокой переработки нефти. Сам Рагозин упоминал об этом так: *«Установив новую обработку нефти, я желал придать моей работе и научную подкладку и обратился к русским и иностранным химикам. В моих лабораториях работали г-да Менделеев, Марковников и Шюценберг из College de France. Работы эти длились годами».*

И именно на Константиновском заводе произошло первое подразделение смазочных масел на промышленные, используемые для смазывания технологического оборудования, моторные,

предназначенные для смазывания непосредственно деталей двигателя, трансмиссионные, применяющиеся для смазывания деталей механических передач. Наряду с жидкими продуктами на заводе вырабатывали и так называемые экипажные мази, или коломази. Это твёрдые образные (консистентные) смазочные материалы для смазки ступиц колёс экипажей, карет, повозок и других транспортных средств.

Однако, как нередко бывает в России, большой деловой успех рождает злобную зависть и противодействие. С горечью писал Виктор Рагозин, что его деятельность постоянно протекала в *«борьбе с препятствиями легальными, экономическими, с непониманием, равнодушием и невежеством».* Целый сонм завистников, среди которых были и конкуренты, и отсталая часть патриархального купечества, и коррумпированные чиновники, стал создавать препятствия – были полностью перекрыты пути для получения необходимых заёмных средств. Положение усугубили и тактические ошибки в управлении финансовыми потоками, неоправданное расширение числа акционеров без должного на то обоснования. Одновременно предъявленные финансовые требования со стороны всех кредиторов поставили Товарищество в положение «несостоятельности». Кредиторы учредили специальную администрацию, к которой перешло управление заводами. Прежний состав правления во главе с Виктором Рагозиным был отстранён от руководства и ведения дел.

Эстафету приняли Нобели

Успех Виктора Рагозина оказался убедительным для многих российских промышленников. Его последователи расширили ассортимент, усовершенствовали

технологию и ещё выше подняли качество масел. Достойным лидером масляного дела вплоть до революции 1917 г. стало «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель». Оно неизменно собирало всевозможные награды на международных выставках за высокое качество производимых нефтепродуктов.



Эмануил Нобель (1859–1932)

Глава компании Эмануил Нобель (1859–1932) уделял особое внимание этому производству. В 1909 г. номенклатура смазочных материалов Товарищества насчитывала 24 наименования, включая веретенное, машинное, вагонное, цилиндровое и др. Для смазки двигателей внутреннего сгорания Нобели выпускали особые виды смазочных масел: «Моторное Л» – для малосильных тепловых двигателей, «Моторное М» – для средних и крупных дизелей, «Моторное Т» – для средних и крупных судовых двигателей. Для бензиновых двигателей изготавливались «Автол Л», «Автол М» и «Автол Т».

На Всемирной выставке в Турине в 1911 г. «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» получило Гран-при «за отличное качество представленных разнообразных нефтепродуктов».

В 1912 г. Товарищество произвело более 7,2 млн пудов смазочного масла, из них почти 5,6 млн были проданы за границу. В годы Первой мировой войны Товарищество стало основным поставщиком смазочных материалов для российской армии, авиации и военно-морского флота, полностью обеспечивая возросшие потребности военного времени.

Константиновский завод с 1912 г. вошёл в структуру этой корпорации. К тому времени она занимала ведущие позиции в мире по производству смазочных масел, владея несколькими маслозаводами (преимущественно в Баку). Одной из причин успешной деятельности было умелое привлечение ведущих российских инженеров и учёных. В частности, во главе лаборатории Товарищества находился один из авторитетнейших учёных и практиков того времени, доктор химии Л. Г. Гурвич. Он одним из первых организовал входной контроль и регулирование качества нефти, а также вырабатываемых товарных продуктов, в том числе и с использованием ряда усовершенствованных методов.

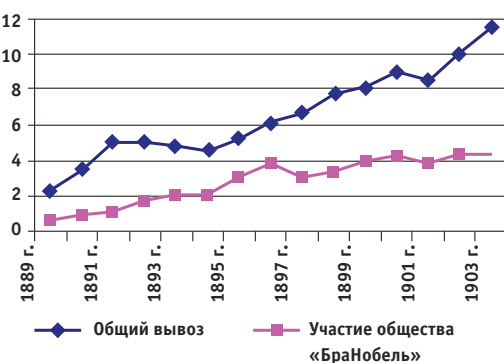
В предреволюционный период по объёму производства и ассортименту масел вслед за «Товариществом нефтяного производства братьев Нобель» располагались компании Сидора Шибаева, Ивана Тер-Акопова, Александра Манташева и «Каспийское товарищество братьев Гукасовых». Однако их суммарная продукция заметно уступала лидеру российской нефтяной промышленности (примерно в 1,5–2 раза).

Отметим, что производство нефтяных масел с начала 1880 годов было организовано и на нескольких небольших нефтеперегонных и специализированных заводах Санкт-Петербурга и Москвы.

В НАУЧНОМ ПОИСКЕ

Исторически сложилось так, что быстрое развитие добычи нефти и производства нефтяных масел опередило разработку научной теории смазки. Но уже в 1880-е начало складываться научное понимание явления жидкостной смазки, теория которой в настоящее время играет основную роль в разработке и конструировании механизмов. Первые экспериментальные исследования в этой области были проведены в России (Н. П. Петров) и Великобритании (Б. Тауэр).

Экспорт отечественных нефтяных смазочных масел в 1889–1903 гг., млн пудов



В то время как в промышленности уже применяли жидкие смазочные материалы, на железных дорогах для смазки использовали мыла и жиры, вызывавшие перегрев подшипников и трудности запуска в зимнее время. Переход на жидкий смазочный материал на 50% снизил массу узла трения и позволил сократить эксплуатационные затраты.

Работа профессора Николая Петрова (1836–1920), опубликованная в 1873 г., впервые установила гидродинамическую природу процесса смазки. Новаторские разработки Петрова позволили инженерам точно определять величину трения для самых разных механизмов и машин и, соответственно, выбирать наиболее выгодные и целесообразные для данных условий смазочные масла определённых свойств и состава. Например, переход на нефтяные смазочные масла позволил Николаевской железной дороге в 1887 г. более чем вдвое сократить затраты на смазку. Кроме того, количество отцепок и других неполадок с вагонами из-за перегрева букс сразу сократились в 24 раза (в 1885 г. их было 167, а в 1887-м, после применения нефтяных смазочных масел, – всего 7).

В свою очередь, О. Рейнольдс (1842–1912), основываясь на предшествующих экспериментальных и теоретических исследованиях, разработал широко известную ныне гидродинамическую теорию смазки, основы которой были опубликованы в 1886 г. Так была обоснована возможность полной замены природных жиров на нефтяные масла. При правильном подборе смазочного материала для конкретного узла трения в процессе работы возникает режим жидкостной смазки, обеспечивающий стабильность и экономичность эксплуатации. Таким

образом, в конце XIX века технические преимущества нефтяных масел в совокупности с их более низкой стоимостью по сравнению с растительными продуктами и жирами предопределили их последующее господство в технической сфере.

Научные основы масляного дела, заложенные в конце XIX – начале XX века выдающимися российскими учёными, определили магистральное направление в развитии промышленного производства и рационального потреб-

ления нефтяных смазочных материалов как в России, так и других странах мира.

В Баку с 1904 г. начинает работать Лев Гурвич (1871–1926), который в своих трудах обобщил всё, что было достигнуто в области нефтепереработки. По его книге «Научные основы переработки нефти» десятилетиями учились русские и зарубежные технологи. Он проводил исследования в области адсорбции и катализа на адсорбентах, создал теорию перегонки нефти с водяным паром и комбинированными испаряющими агентами, исследовал процессы очистки и депарафинизации масел. Работы Гурвича по адсорбции легли в основу многих процессов – образования и разрушения эмульсий, адсорбционной очистки и т. д.

Результаты исследований Н. П. Петрова, Д. И. Менделеева, В. В. Марковникова, К. В. Харичкова, Л. Г. Гурвича и других выдающихся российских учёных нашли широкое применение в промышленности и на транспорте.

В ряду слагаемых успеха экономической модернизации России в пореформенное сорокалетие (1861–1900) важное место принадлежит «триумфу российских олеонафтов». Без нефтяной составляющей национального экономического потенциала и впечатляющих достижений в области одного из важнейших направлений переработки нефти трудно представить тот промышленный рывок, который совершила страна. Мировой приоритет России в области производства нефтяных масел был обеспечен не только её уникальными природными богатствами, но и упорным трудом, целеустремлённостью и настойчивостью, технической смелостью и решительностью при внедрении научных достижений в производство.

(Окончание следует) ■

XXII специализированная выставка



2015

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс

15-18
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

22-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ, ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

В РАМКАХ

ТАТАРСТАНСКОГО
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО
ФОРУМА

Организаторы:

Аппарат Президента Республики Татарстан

Министерство Промышленности и Торговли

Республики Татарстан

ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:

Президента Республики Татарстан

2-4
сентября
Казань, 2015

Выставочный центр «Казанская ярмарка»

Россия, 420059, Казань,

Оренбургский тракт, 8

т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-17, 570-51-23

(843) 570-51-11 (круглосуточный)

e-mail: d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru

www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru



ufi
Member



www.oilexpo.ru

РЕКЛАМА

12+