



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ



26—29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

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



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

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ



ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

Нефть россии

Март-
апрель
2014

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

Отрасль в ожидании приватизации

Обоюдоострая «нефтяная игла»

Барьеры на пути
к арктическому шельфу

Нефтехимия: как избежать
«точки невозврата»

Психологический фактор
энергополитики в АТР

НЕФТЬ РОССИИ № 3-4 2014

Энергостратегия-2035: прогноз или руководство к действию?



Реклама

Нефть и газ как «голуби мира»

Несмотря на ухудшение отношений между Россией и Западом, они избегают конфликта в энергетической сфере

В последние месяцы внимание всего мира приковано к событиям вокруг Украины. Резкое ухудшение отношений между Россией и Западом привело к введению ряда обоюдных санкций. Но бросается в глаза одно интересное отличие этого геополитического конфликта от тех, которые потрясли мир в предыдущие десятилетия. Речь идёт об использовании так называемого нефтяного оружия. Не секрет, что толчком к развалу советской экономики и последующему распаду СССР стал неожиданный обвал цен на «чёрное золото», организованный, по мнению ряда экспертов, совместными усилиями США и Саудовской Аравии. А ещё раньше арабские государства путём введения нефтяных эмбарго добивались от западных держав учёта своих интересов в мировой политике.

А что происходит сегодня? Вроде бы «нефтяная дубина» вновь продемонстрирована. Так, в Европе активизировались призывы к диверсификации импорта углеводородов, а США выразили готовность в перспективе обеспечить Старый Свет своими сланцевыми нефтью и газом. Но за этой риторикой невооружённым глазом просматривается очевидный факт: именно «чёрное золото» и «голубое топливо» выступают в роли «голубей мира» и предотвращают дальнейшую эскалацию конфликта.

Европейские государства, несмотря на весь антироссийский задор, прекрасно отдают себе отчёт в энергетической зависимости от РФ и поэтому вводят санкции очень аккуратно, дабы не повредить реальным поставкам углеводородов в ЕС.

«Относительно Европейского региона следует сказать, что он останется стабильным потребителем природного газа из России. Данный источник служит альтернативой поставкам СПГ из других стран, в том числе с Ближнего Востока. Вероятнее всего, экспорт СПГ из США будет иметь незначительный масштаб и носить временный характер», — полагает научный сотрудник Института экономики и организации промышленного производства СО РАН Сергей Заболотский (см. статью «Обоюдострашая нефтяная игла»).

России также нет резона, как некогда Саудовской Аравии, «перекрывать вентиль» и оставлять Европу без нефти и газа. Ведь, несмотря на все разговоры о диверсификации направлений поставок, именно ЕС остаётся главным партнёром РФ в сфере энергетики. Отношения между Москвой и Брюсселем ухудшаются уже не первый год, но на этом фоне в прошлом году «Газпром» увеличил поставки в Европу на 16%, до 161,5 млрд м³, и в результате его доля на данном рынке достигла своего исторического максимума — 30%.

Да и с той же Украиной Россия повязана не только братскими, но и нефтегазовыми узами. Как Киев не может обойтись без поставок энергоресурсов своего северного соседа, так и Москва пока зависит от транзита через украинскую территорию. И это служит хорошим фактором, сдерживающим дальнейшую эскалацию конфликта.

Попыток со стороны США обрушить цены на нефть также вряд ли стоит ожидать, так как это не в интересах их основного стратегического партнёра на Ближнем Востоке — Саудовской Аравии. *«Нижняя граница цен определяется не только издержками до-*

бычи, но и потребностями бюджетов ведущих стран-производителей, в первую очередь Саудовской Аравии. Пока у них сохраняется возможность коррекции мировой добычи, они будут держать нефтяные котировки на уровне, приемлемом для их бюджетов», — отмечает главный советник руководителя Аналитического центра при Правительстве РФ Леонид Григорьев (см. статью «Пляска от двух печек»).

Западные нефтегазовые компании, сотрудничающие с Россией, пытаются всячески дистанцироваться от политики и наперебой заявляют, что вероятные санкции вряд ли смогут повлиять на реализацию совместных проектов.

Да и Москва вряд ли будет «мстить» Вашингтону и Брюсселю путём ограничения деятельности западных корпораций. Ведь, как подчёркивает руководитель Дирекции по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра при Правительстве РФ Александр Курдин, имеются как минимум три аргумента за привлечение иностранных компаний в российскую энергетику. Во-первых, потребность в финансовых средствах. Из-за постепенного истощения традиционных месторождений нефти и газа Россия сейчас переходит к разработке всё более сложных и труднодоступных запасов, следовательно, требуются всё большие объёмы капиталовложений в ТЭК. Во-вторых, необходимо привлекать технологии. Разведка и разработка тех же труднодоступных месторождений, безусловно, требует иностранных ноу-хау. В-третьих, нужно совершенствовать управление проектами — именно данное направление способно существенно повысить эффективность отечественного НГК (подробнее см. интервью «Стратегия и тактика для российского ТЭК»).

В мае-июне нынешнего года ожидается подписание контракта между «Газпромом» и китайской стороной по поводу цен на поставки природного газа в Поднебесную. Но, как отмечают эксперты, такой «поворот на Восток» всё равно не развяжет руки отечественным властям и не позволит идти на конфликт с Европой. *«Немаловажным вопросом в свете разворота экспорта нефти в сторону Востока является его чисто экономическая целесообразность»,* — отмечает генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности Константин Симонов. — *«На фоне роста объёмов поставляемой в Китай нефти доходы бюджета от неё снижались быстрее, чем в целом по экспорту в дальнее зарубежье... При этом, даже если допустить реализацию наиболее положительного ценового сценария и грядущий "мультипликативный эффект для российской экономики", окупающий инвестиции в наращивание добычи для расширенных поставок, за кадром остаются транспортные и инфраструктурные расходы для обеспечения этих поставок, оплачивать которые надо уже сейчас».*

Таким образом, разрыва отношений России с Западом по «энергетической линии» вряд ли стоит ожидать. Ведь нефтегазовый комплекс в последние десятилетия превратился из дестабилизирующего фактора в некий фундамент геополитики. И хотя «наверху» бушуют страсти, ни одна из сторон не решится подкладывать бомбу под это основание, поскольку под обломками рухнувшей конструкции будут погребены и правые, и виноватые. ■



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)

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К.и.н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель
Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:
Владимир АКРАМОВСКИЙ
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Учредитель
Валерий АНДРИАНОВ

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

Сайт: www.neftrossii.ru

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

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 21.04.2014
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■

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

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

Обложка – © ООО «Газпром нефть», Новопортовское месторождение. ЯНАО. Полуостров Ямал, 2014.



NOTA BENE

Нефть и газ как «голуби мира»

Несмотря на ухудшение отношений между Россией и Западом, они избегают конфликта в энергетической сфере

1

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

Стратегия и тактика российского ТЭК

В ближайшее время будут приняты два государственных документа, которые определяют развитие отечественной энергетики на предстоящие десятилетия. Интервью с руководителем Дирекции по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра при правительстве РФ Александром КУРДИНЫМ

4



АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

В. АНДРИАНОВ

Пляска от двух печек

Новый вариант Энергетической стратегии пытается учесть изменившиеся реалии как внутреннего рынка, так и глобальной энергетики

10



Александр Макаров

К. СИМОНОВ,
генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности

Отрасль в ожидании приватизации

Прошлый год ознаменовал начало новой фазы разгосударствления НГК, что стало определяющим фактором для его внутренней и внешней стратегии

16

С. ЗАБОЛОТСКИЙ,
кандидат экономических наук, научный сотрудник
Института экономики и организации промышленного производства СО РАН (Новосибирск)

Обоюдоострая «нефтяная игла»

Развитие мировой добычи сланцевых нефти и газа требует от России разработки новых механизмов эффективного использования углеводородных ресурсов

20

ШЕЛЬФ

А. ВАЛЕНТИНОВ

Интриги арктического шельфа

Освоению углеводородных ресурсов северных морей РФ препятствует целый ряд как объективных, так и субъективных фактов

26



«Газпром нефть»

**АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ**

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

Две стороны одной бухгалтерии

Несмотря на все трудности, с которыми сталкивается бухгалтерское сообщество, в России продолжается параллельное сосуществование учёта по РСБУ и МСФО **30**

НЕФТЕХИМИЯ

О. БРАГИНСКИЙ,
доктор экономических наук, профессор,
заведующий лабораторией;
Г. ТАТЕВОСЯН,
кандидат экономических наук, старший научный
сотрудник (Центральный экономико-математический
институт Российской академии наук)

Как избежать «точки невозврата»

Российская нефтехимия нуждается в комплексной инвестиционной программе для радикального повышения её конкурентоспособности на мировом рынке **33**

СОТРУДНИЧЕСТВО

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

Его Величество субъективный фактор

Энергетическая политика России в АТР должна учитывать не только политические и экономические, но и психологические факторы **40**

ТЕХНОЛОГИИ**Каким быть «идеальному» НПЗ?**

Технологии компании Emerson позволяют существенно повысить финансовую эффективность нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Интервью с генеральным директором Emerson Process Management в России и Белоруссии, доктором технических наук Николаем ШЕСТАКОВЫМ **44**



Ю. МОЙСА,
директор, кандидат химических наук;
Н. МОЙСА,
заместитель директора по бурению,
кандидат технических наук;
Д. ИВАНОВ,
главный геолог;
В. ЯКОВЕНКО,
начальник технического отдела
(ООО «НПО «Химбурнефть»»)

В поисках однозначных результатов

НПО «Химбурнефть» предлагает усовершенствованную методику оценки ингибиторов глинистых минералов при строительстве нефтегазовых скважин **50**

ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

А. МАТВЕЙЧУК,
действительный член РАЕН,
кандидат исторических наук
«Нефтяное дело я не забуду...»

К 180-летию со дня рождения великого русского учёного Дмитрия Менделеева **55**



«Газпром нефть»

Стратегия и тактика российского ТЭК

В ближайшее время будут приняты два государственных документа, которые определят развитие отечественной энергетики на предстоящие десятилетия

Весной нынешнего года должны быть одобрены правительством Энергетическая стратегия на период до 2035 г. и программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» до 2020 г. Необходимо, чтобы они закрепили приоритеты государственной политики в ТЭК и обозначили основные ориентиры как для госорганов, так и компаний. Помимо этого властям страны и субъектам рынка предстоит в обозримой перспективе найти ответы и на другие важнейшие вопросы, связанные с будущим отечественной энергетики. В частности, это касается основных направлений экспорта газа, разработки шельфа и трудноизвлекаемых запасов, развития альтернативных источников энергии. Своим мнением по поводу путей решения данных проблем журнал «Нефть России» попросил поделиться руководителем Дирекции по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра при правительстве РФ Александра КУРДИНА.

— Александр Александрович, сейчас проходит обсуждение проекта Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г. Как бы Вы могли оценить данный документ? Каковы, на Ваш взгляд, его сильные и слабые стороны?

— Я оцениваю данный документ как улучшенную версию ныне действующей Энергостратегии на период до 2030 г. С учётом того, что с момента разработки и принятия ЭС-2030 ситуация в мире существенно изменилась, расхождение между некоторыми количественными индикаторами данного документа и реальностью оказалось достаточно значительным. Например, стратегия предусматривала сокращение энергоёмкости российской экономики к 2020 г. на 43% относительно уровня 2005 г. Но последствия кризиса 2009–2010 гг. не позво-



лили рассчитывать на последовательное снижение данного показателя.

Вместе с тем, надо отметить, что по большинству параметров достигнутые результаты находятся в пределах допустимых отклонений.

Согласно положениям самой Энергостратегии, она в любом случае должна обновляться раз в пять лет. Поэтому принятие ЭС-2035 является необходимостью как с практической, так и с формальной точек зрения.

Многое из того, что было заложено в ЭС-2030, сохранено в новом варианте стратегии, но учтён целый ряд важных факторов, без которых нельзя было дальше заниматься стратегическим планированием. В первую очередь скорректированы темпы экономического роста России и мира в связи с глобальным кризисом, хотя та динамика развития, которая приведена в новом проекте, также, возможно, несколько завышена. Ведь документ начал разрабатываться во втором полугодии прошлого года, но с тех пор ситуация в России не улучшилась. Скорее наоборот, мы стали замечать всё более серьёзные признаки стагнации, которая может принять долго-

срочный характер. Поэтому даже обновлённые темпы, которые были снижены с учётом кризиса, всё равно могут оказаться слишком оптимистичными.

Сильной стороной проекта ЭС-2035 является более полный учёт мировых тенденций. Сейчас Институт энергетических исследований РАН и Аналитический центр при правительстве РФ, которые входят в число соавторов Энергостратегии, активно занялись прогнозированием глобального ТЭК. В этом году выйдет новая версия «Прогноза развития энергетики мира и России до 2040 г.».

В качестве ещё одной сильной стороны проекта ЭС-2035 я бы отметил принципиальное изменение подхода к ТЭК. Теперь мы считаем, что, несмотря на все естественные преимущества, его нельзя рассматривать как локомотив развития экономики. Его следует воспринимать как поддерживающую инфраструктуру. Соответственно, надо уходить от ресурсно-сырьевой модели к ресурсно-инновационной. В Концепции социально-экономического развития РФ такой подход уже заложен, и необходимо, чтобы Энергостратегия не расходилась с ней.

Думается, что у ЭС-2035 есть и слабые стороны. Когда мы подготовили первую версию проекта, то столкнулись с целым рядом замечаний. Преимущественно они касались различных отраслевых тонкостей. Несмотря на то что к созданию ЭС-2035 был подключён целый ряд отраслевых экспертов, учесть все детали оказалось просто невозможно. И там до сих пор есть ряд проблем. В ходе общественного обсуждения проекта в Аналитическом центре участники дискуссии указывали на некоторые сомнительные целевые индикаторы и фактические данные. В документе содержатся отдельные меры государственного регулирования, которые вызывают неоднозначную реакцию в отраслях ТЭК. Ряд аспектов рассмотрен недостаточно подробно. На основании этой критики



мы уже внесли некоторые поправки в проект. Его корректировка, видимо, продолжится, пока он будет находиться в процессе утверждения правительством.

– По решению правительства разрабатывается государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики». Насколько необходима отечественному ТЭК такая госпрограмма? Как данный документ соотносится с проектом Энергостратегии-2035? Являются ли они взаимодополняющими или же в чём-то противоречат друг другу?

– Нужна ли отечественному ТЭК помимо Энергостратегии ещё и госпрограмма? На мой взгляд, нужна. Необходимо сочетать стратегическое управление с оперативно-тактическим. Кроме того, ЭС является документом для правительства и государства в целом, а госпрограмма носит ведомственный характер, она определяет политику Минэнерго и даёт обоснование его расходам. В отличие от ЭС, госпрограмма – это финансовый документ, под её реализацию закладываются средства из госбюджета, целевое использование которых должно строго контролироваться.

Энергостратегия и госпрограмма разрабатывались разными авторами, а потом они начали постепенно «сводиться» друг с другом. В основном изменения вносились в проект госпрограммы, поскольку он стал создаваться ещё в 2011 г. и некоторые его положения успели устареть.

Надо подчеркнуть, что данные документы имеют разные цели и сроки реализации. Так, Энергостратегия ориентирова-

на на 2035 г., и поэтому на ближайшие годы намечены только некоторые промежуточные рубежи и общие меры. А в госпрограмме более подробно расписаны действия на скорейшую перспективу. При этом она будет периодически меняться, по крайней мере два раза в год.

– Насколько мне известно, первоначальный проект госпрограммы предусматривал её финансирование исключительно из внебюджетных источников, а обсуждаемый ныне вариант предполагает использование бюджетных средств. Как Вы полагаете, необходимо ли при нынешних условиях задействовать государственные средства на данные цели? Возможно ли поступательное развитие отрасли за счёт самих её субъектов – частных и государственных компаний?

– Это не совсем так. Госпрограмма по-прежнему финансируется в основном из внебюджетных источников. Да, несколько изменились расходы за счёт федерального бюджета, но по сравнению с общими масштабами госпрограммы они незначительны – около 100 млрд рублей. Плюс ещё около 500 млрд рублей расходов региональных бюджетов против 25 трлн руб. общих расходов на реализацию госпрограммы.

Госпрограмма в значительной мере ориентирована на планы, которые станут реализовывать госкомпании и естественные монополии. А государство путём тарифного и иного регулирования будет способствовать их осуществлению. Поэтому неверно говорить: мол, программу приняли, а денег под неё не дали...

Другое дело, что существует ряд направлений развития энергетики, где есть угроза недофинансирования. Но и здесь необходимо не выделять напрямую бюджетные средства, а формировать механизмы взаимодействия потребителей и производителей топлива и энергии, которые позволили бы концентрировать ресурсы для развития энергетики в нужном направлении.

– Насколько реальны такие огромные объёмы финансирования – 25 трлн рублей, особенно учитывая нынешний кризис?

– Я не исключаю, что предусмотренные в госпрограмме объёмы инвестирования несколько завышены, но оснований бить тревогу сейчас, наверное, нет. Всё-таки это прогноз на период до 2020 г., а кризис не вечен... К тому же энергетические компании остаются у нас достаточно могущественными. Разумеется, встаёт вопрос: а в какой мере они будут заинтересованы в реализации данных планов? В состоянии ли они свернуть свои программы из-за изменений в экономике и энергетике? Например, замораживание тарифов естественных монополий может привести к сокращению их инвестиций, и в результате расходы на создание инфраструктуры окажутся ниже, чем предусмотрено госпрограммой. Да, такая угроза существует. Поэтому государству необходимо соблюдать чёткий баланс между тремя целями.

Во-первых, необходимо пополнять госбюджет, в том числе за счёт энергетических компаний. Во-вторых, надо поддерживать на плаву потребителей путём сдер-

живания роста тарифов на энергоресурсы. Наконец, в-третьих, требуется собирать средства на финансирование инвестиционных программ в ТЭК. Одновременно решить все эти задачи очень трудно.

– В последние годы в российском НГК значительно усилилась роль государства, а крупные добычные и нефтеперерабатывающие активы перешли под контроль госкомпаний. Означает ли это, на Ваш взгляд, долгосрочное «огосударствление» данного сектора экономики или же подготовку к новой волне приватизации? Каким Вы видите оптимальный баланс между государственной и частной собственностью в отрасли?

– Вопрос, конечно, непростой. Если у нас в экономике будет сохраняться сложная ситуация, если не удастся стимулировать экономический рост, то, конечно, можно ожидать каких-то резких движений. Но пока политика государства направлена на то, чтобы сохранять и даже увеличивать свою долю в ТЭК.

Так, в нефтяной отрасли присутствие государства в последние годы выросло за счёт поглощения «Роснефтью» компании ТНК-ВР. В газовом секторе, несмотря на либерализацию экспорта и развитие конкурентного рынка, всё равно не прослеживается тенденции к приватизации или реструктуризации «Газпрома». Кроме того, введена монополия госкомпаний на освоение шельфа, а поскольку морские проекты достаточно долгосрочные, то, видимо, правительство рассчитывает на сохранение могущества «Газпрома» и «Роснефти» в обозримой перспективе.

Таким образом, признаков того, что государство собирается уходить из сферы ТЭК путём приватизации активов, на мой взгляд, нет. Другое дело, что оно может оставлять всё больше места для независимых структур, как это происходит на газовом рынке, хотя здесь уже сталкиваются интересы государственных и частных компаний и тот же «Газпром» пытается лоббировать правительственные решения, которые бы ограничивали развитие конкуренции и сохраняли преимущества за госкомпаниями. Да и частные предприятия, успевшие занять свою нишу на газовом рынке, не заинтересованы в появлении новых игроков. Они научились мирно сосуществовать с госкомпаниями и не желают активизации конкуренции.

Вопрос в том, насколько целесообразно сохранение роли государства в ТЭК на долгосрочный период. Моя позиция в следующем: государство обязано присутствовать на энергетическом рынке, даже если он ха-



рактеризуется высокой степенью конкуренции. Но, конечно, это присутствие не должно быть доминирующим.

Приведу пример. Предположим, на рынке нефтепродуктов в какой-то момент устанавливаются завышенные цены на топливо. Что может сделать в этой ситуации государство? Сейчас отечественное правительство пытается ввести запретительные пошлины на экспорт горючего, устанавливать различные требования и регламенты, подключать к решению данной проблемы Федеральную антимонопольную службу. Но есть и другой путь – снизить цены на бензоколонках госкомпаний. И даже если она не занимает доминирующей позиции на рынке, это в корне изменит ситуацию – автолюбители начнут заправляться на её АЗС. А другие компании, чтобы не потерять клиентов, также будут вынуждены снижать цены. То есть существование госкомпаний окажется гарантом того, что остальные игроки не вступят в монополийный сговор друг с другом. Ведь всегда остаётся как минимум один крупный субъект, который не входит в картель и разрушает его планы.

Правда, сейчас такой рычаг почему-то не используется, хотя на рынке нефтепродуктов как раз наблюдается крен в сторону компаний с госучастием, особенно после поглощения «Роснефтью» ТНК-ВР.

Другое дело, что здесь тоже есть опасность злоупотреблений. Ведь государственная компания, имеющая некоторые преференции (вплоть до бюджетной поддержки), может позволить себе снизить цены гораздо более существенно, чем частная. И государство при помощи данного рычага способно полностью нарушить равновесие на рынке. Поэтому надо проводить чёткое разграничение между государством, с одной стороны, и компаниями с государственным участием, с другой стороны. Последние должны ориентироваться на рынок и сохранение прибыльности. Хотя их целью не обязательно является максимизация прибыли.

То же самое касается и газового рынка. Я искренне надеюсь, что мы наконец-то обеспечим его либерализацию, и в результате регулированию будут подвергаться только тари-

фы на транспортировку «голубого топлива», а цены на газ постепенно, с учётом социальных обстоятельств будут «отпущены на свободу». Но и в этом случае значительная роль государства и госкомпаний должна быть сохранена, что позволит оказывать необходимое влияние на этот важнейший рынок.

– А допускаете ли Вы хотя бы частичную приватизацию «Роснефти», например, путём продажи пакета акций какой-либо зарубежной корпорации?

– Иностранная компания ВР уже владеет существенной долей «Роснефти» – около 20% акций. И с учётом того масштаба, который приобрела «Роснефть», и той роли в нефтяном комплексе страны, которую она играет, отдавать иностранцам ещё больший пакет было бы рискованно. Ведь, как я уже отмечал, при реализации положений ЭС-2035 и госпрограммы большие надежды возлагаются именно на госкомпанию.

Отдавать более 25% акций «в одни руки» или позволять иностранным инвесторам объединяться и консолидировать большой пакет сейчас крайне нежелательно. Если бы у нас была другая ситуация – хорошо развитая конкурентная среда, не такая высокая концентрация активов у «Роснефти», – то тогда этот вариант, возможно, был бы более перспективным.

– Некоторые эксперты отмечают, что одно из слабых мест Стратегии-2035 – отсутствие реальных стимулов для привлечения иностранных инвестиций. Насколько, по Вашему мнению, отечественный НГК нуждается в зарубежном финансировании? Нужны ли нам новые механизмы для привлечения в страну иностранных компаний?

– Есть три аргумента за привлечение иностранных компаний в российскую энергетику.

Во-первых, это потребность в финансовых средствах. Из-за постепенного истощения традиционных месторождений нефти и газа Россия сейчас переходит к разработке всё более сложных и труднодоступных запасов, следовательно, требуются всё большие объёмы капиталовложений в ТЭК. В связи с этим привлечение иностранных инвестиций позволило бы избежать чрезмерной нагрузки на отечественных потребителей энергоресурсов или на государственный бюджет. Такой подход уже применяется. В рамках тех альянсов, которые «Роснефть» заключила с зарубежными компаниями для освоения шельфа, значительная часть финансирования геологоразведочных работ переложена на плечи зарубежных партнёров.

Во-вторых, это привлечение технологий. Разведка и разработка тех же труднодоступных месторождений, безусловно, требует иностранных ноу-хау. Конечно, это не снимает необходимости развития собственного научно-технологического комплекса и машиностроения.

В-третьих, это совершенствование управления проектами. При разработке «Прогноза мировой и российской энергетики до 2040 года», совместной с Институтом энергетических исследований РАН, мы пришли к выводу, что именно данное направление способно существенно повысить эффективность отечественного ТЭК. Как правило, иностранные компании заинтересованы в повышении прибыли своих акционеров и поэтому стремятся к достижению максимальной экономической эффективности проектов за счёт оптимизации управления ими.

Итак, доступ зарубежных инвесторов в отечественный ТЭК в целом необходим. Но надо избегать и другой крайности. Часто эксперты говорят: а зачем в принципе ограничивать иностранные инвестиции, ведь нефтегазовая промышленность – это всё-таки не производство вооружения и не предмет государственной тайны? Но я бы не стал однозначно утверждать, что НГК надо срочно вычеркнуть из списка стратегических отраслей. Конечно, если у нас

возникнет нехватка средств для развития ТЭК, возможно некоторое смягчение режима и расширение допуска иностранных инвесторов в сферу недропользования.

Однако отдельные бюрократические преграды для иностранных инвесторов однозначно надо снимать. Например, весьма дестимулирующим фактором является то, что частная компания в случае открытия за свой счёт стратегического месторождения может лишиться права на его разработку... Необходимо подумать об изменении данного положения.

– А как Вы оцениваете возможность реанимации режима СРП?

– Раздел продукции – это полезная опция по привлечению инвесторов. Нет ничего плохого в том, что в рамках нефтяной отрасли сосуществуют несколько режимов взаимоотношений с иностранными инвесторами. СРП довольно широко распространены за границей, и это даёт основание утверждать, что определённая экономическая эффективность у данных проектов есть. Да и в России те проекты, которые реализуются в рамках СРП, в общем-то, неплохие. Достаточно вспомнить «Сахалин-2», который сейчас считается одним из самых успешных. Пока что производством российского сжиженного газа мы обязаны только ему, остальные СПГ-мощности находятся лишь на стадии проектирования.

СРП вполне может сосуществовать с нынешним концессионно-лицензионным режимом, и государству следует рассмотреть возможность применения раздела продукции для определённых категорий проектов. По крайней мере для тех, где нужно привлекать и поощрять иностранных инвесторов, создавать для них специальные условия.

– В мае ожидается подписание соглашения между «Газпромом» и китайской стороной по ценам на поставку российского газа в КНР. Как это, по Вашему мнению, повлияет на экспортную политику «Газпрома»? Произойдёт ли сокращение поставок на европейском направлении? Сможет ли китайский рынок обеспечить достаточный уровень спроса на российский газ с учётом перспектив наращивания его добычи в Восточной Сибири?

– Здесь мы опять попадаем в полосу неопределённости. Мы ожидаем, что спрос на российский газ в Европе будет если не увеличиваться, то хотя бы сохраняться на прежнем уровне. Но, конечно, основным направлением наращивания нашего экспорта является АТР (Китай, Япония, Корея). На расширение поставок туда на-

правлена и корректировка Энергетической стратегии. Собственно, и в предыдущем варианте ЭС предусматривалась активная диверсификация экспорта, но сейчас она ещё более усилена.

Мы видим, что, несмотря на все экономические проблемы последнего времени, Китай и Индия активно наращивают спрос на энергоресурсы. При этом запасы угля, на который ныне приходится значительная доля их энергобаланса, не бесконечны. Так, КНР в 10-летней перспективе пройдёт пик добычи угля, после чего начнётся её сокращение. Покрыть данный разрыв за счёт возобновляемых источников энергии невозможно, поэтому будет увеличиваться роль газа.

Однако конкуренция на китайском рынке растёт. В больших объёмах туда уже пришёл туркменский газ, а вскоре начнёт поступать сырьё из Северной Америки и Австралии. Поэтому нам нелегко расширить свои поставки, но я надеюсь, что это удастся.

– Ряд нефтяных компаний активно выступают за дальнейшую реформу налогового законодательства, в частности – за введение налога на дополнительный доход. В то же время представители Минэнерго заявляют, что в 2013 г. после предоставления недропользователям ряда льгот налоговая реформа в целом завершена. Разделяете ли Вы мнение относительно необходимости внедрения НДД? Как Вам видится развитие ситуации в этой сфере?

– Идея НДД состоит в том, что размер налогов зависит от величины издержек. Если месторождение «трудное» и требует применения дорогостоящих технологий, то компания на начальном этапе его разработки практически не будет платить налоги на добываемое там сырьё. А если месторождение наоборот приносит большую прибыль, то и объём налогов увеличивается.

Такая схема, на мой взгляд, является прогрессивной. Норвегия в своё время осуществила переход с роялти на налог на сверхприбыль, и это стимулировало компании к осуществлению дорогих и сложных проектов. Сейчас в России недропользователи имеют аналогичные стимулы, но они создаются за счёт сложных многоступенчатых исключений из Налогового кодекса и других нормативно-правовых актов. Универсальная схема в виде НДД гораздо лучше.

Другое дело, что здесь возникают сложности с администрированием. Государство боится того, что оно не сможет контролировать эту схему. В результате возникнут злоупотребления и госбюджет недо-

считается значительных средств. А в условиях кризиса это очень серьёзный риск. Собственно говоря, возражения против СРП имели ту же природу – государственные органы опасались, что компании будут завышать издержки и увеличивать причитающуюся им долю продукции.

Эту проблему можно решать лишь за счёт создания надёжной информационной базы о функционировании добывающих отраслей. На её основе необходимо осуществлять качественный учёт всех издержек и прочих производственно-экономических показателей. И тогда проблем с введением НДД не будет. И для государства данная система окажется более выгодной, она будет способствовать развитию отрасли и росту налогооблагаемой базы.

В Энергетической стратегии говорится о том, что постепенно должны создаваться условия для перехода на НДД. Может быть, это слишком пассивное и осторожное утверждение, но разработчики ЭС понимают, что здесь есть риски, к которым надо относиться очень серьёзно.

– В связи с истощением ресурсной базы в традиционных нефтегазовых регионах сейчас активно обсуждаются дальнейшие перспективы развития НГК. При этом в качестве альтернативы рассматривается освоение арктического шельфа или так называемых трудноизвлекаемых запасов (в том числе баженовской свиты). Какой из этих векторов, на Ваш взгляд, наиболее предпочтителен?

– Действительно, существует проблема выбора между разработкой шельфа и трудноизвлекаемых ресурсов. В той же баженовской свите ресурсов не меньше, а, скорее всего, гораздо больше, чем на шельфе. И с учётом инфраструктуры, существующей в Западной Сибири, расходы на её эксплуатацию могут оказаться гораздо ниже, чем на осуществление морских проектов.

Государство сейчас стимулирует освоение месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. И набор стимулов, я уверен, будет лишь расширяться. Данная идея в том числе закреплена и в проекте ЭС-2035. Но пока это направление развито слабо, и одним из препятствий является отсутствие соответствующих технологий. На шельфе также имеется много трудностей, тем не менее проекты там уже начинают осуществляться.

Кроме того, у нас есть резервы по повышению коэффициента извлечения нефти. Это тоже можно рассматривать как одну из альтернатив шельфу и разработке трудноизвлекаемых запасов.

Я полагаю, что выбор между этими тремя направлениями нельзя делать априори. Государство не должно принимать «политическое» решение: пойдём все на шельф или в баженовскую свиту. Надо сформировать такую систему регулирования, чтобы компании имели возможность выбора между тем и другим. Конечно, они будут требовать себе дополнительных льгот. Но задача государства состоит не в том, чтобы льготировать и то, и другое, и третье, а в том, чтобы сформировать чёткие «правила игры», заставляя компании при принятии решений учитывать как экономические, так и экологические и социальные факторы. А недропользователи должны самостоятельно оценивать экономическую эффективность тех или иных проектов. Государство не может и не должно делать выбор за них и решать, что осваивать в первую очередь – шельф или трудноизвлекаемые ресурсы.

– «Сланцевая революция» в США и Канаде оказала огромное влияние на глобальную энергетику. Является ли для нас угрозой приближение «сланцевой революции» к границам России, то есть осуществление соответствующих проектов в Польше и на Украине? Есть ли в самой России перспективы добычи сланцевых нефти и газа?

– Что касается сланцевого газа, то и «Газпром», и представители государства, и многие эксперты дают на этот вопрос однозначный ответ. У нас много «традиционного» газа, и, даже несмотря на ухудшение условий его добычи, использование сланцевых технологий в широком масштабе нецелесообразно. Соответствующие проекты возможны лишь в отдельных регионах, где есть проблемы с газификацией.

Если говорить о сланцевой нефти, то к этой категории нередко относят ту же баженовскую свиту (хотя это ресурсы другого рода, чем в США). И здесь определённая перспектива, как я уже говорил, условно, есть. Некоторые специалисты, в том числе и Международное энергетическое агентство, прогнозируют снижение добычи нефти в России. Энергостратегия предполагает стабильный уровень производства, но всё равно имеет смысл задуматься о разработке нетрадиционной нефти в широком понимании этого термина, в том числе сланцевой.

Теперь о перспективах разработки сланцевых залежей у наших границ. Всё-таки Восточная Европа – это совсем другая история по сравнению с США. Издержки добычи здесь будут гораздо выше. В Польше предпринималось несколько попыток в

данной сфере, но они оказались неудачными. А нынешняя ситуация на Украине, скорее всего, вызовет серьёзное недоверие к инвестициям в эту страну и ещё более затруднит добычу там сланцевого газа.

– Как Вы оцениваете перспективы альтернативной энергетики в России? Способна ли она в обозримой перспективе потеснить в структуре энергобаланса нефть, газ и уголь? Нужно ли российскому правительству принимать меры по стимулированию развития альтернативной энергетики, как это происходит в странах Европы?

– Цели по развитию альтернативных источников энергии включены в проект ЭС-2035. Вопрос состоит лишь в том, насколько целесообразно этим заниматься. Приходилось слышать мнение, что проекты в сфере возобновляемой энергетики в России нужны только для того, чтобы нагрузить заказами отечественную промышленность. Но мне представляется, что будущее у данной отрасли есть.

Однако, как и в случае с разработкой нетрадиционных ресурсов, во главу угла должен ставиться вопрос эффективности проектов в широком смысле, то есть с учётом экономических, экологических и социальных аспектов. Перспективы развития альтернативной энергетики есть в тех регионах, куда невыгодно тянуть линии электропередачи или газопроводы. Там можно создавать мощности солнечной и ветровой энергетики, гидроэнергетики, производить и применять древесные pellets и развивать иные направления биоэнергетики.

– А имеет ли смысл создавать госкомпанию для развития альтернативной энергетики?

– Думаю, не стоит множить сущности без необходимости. Сейчас планируется ряд проектов в области альтернативной энергетики, предполагающих использование механизмов частно-государственного партнёрства. Их надо поддерживать, но концентрировать их в рамках одной компании, на мой взгляд, смысла не имеет. Результаты это вряд ли принесёт, в том числе с точки зрения экономической эффективности.

Несмотря на усиление роли государства в отдельных отраслях ТЭК, идея построения конкурентных рынков всё же должна превалировать, в том числе и в сфере ВИЭ. Я надеюсь, что альтернативная энергетика сможет стать конкурентоспособной именно на рыночной основе, хотя и при наличии ряда стимулов со стороны государства. ■

21-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА

В РАМКАХ

ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА

Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан

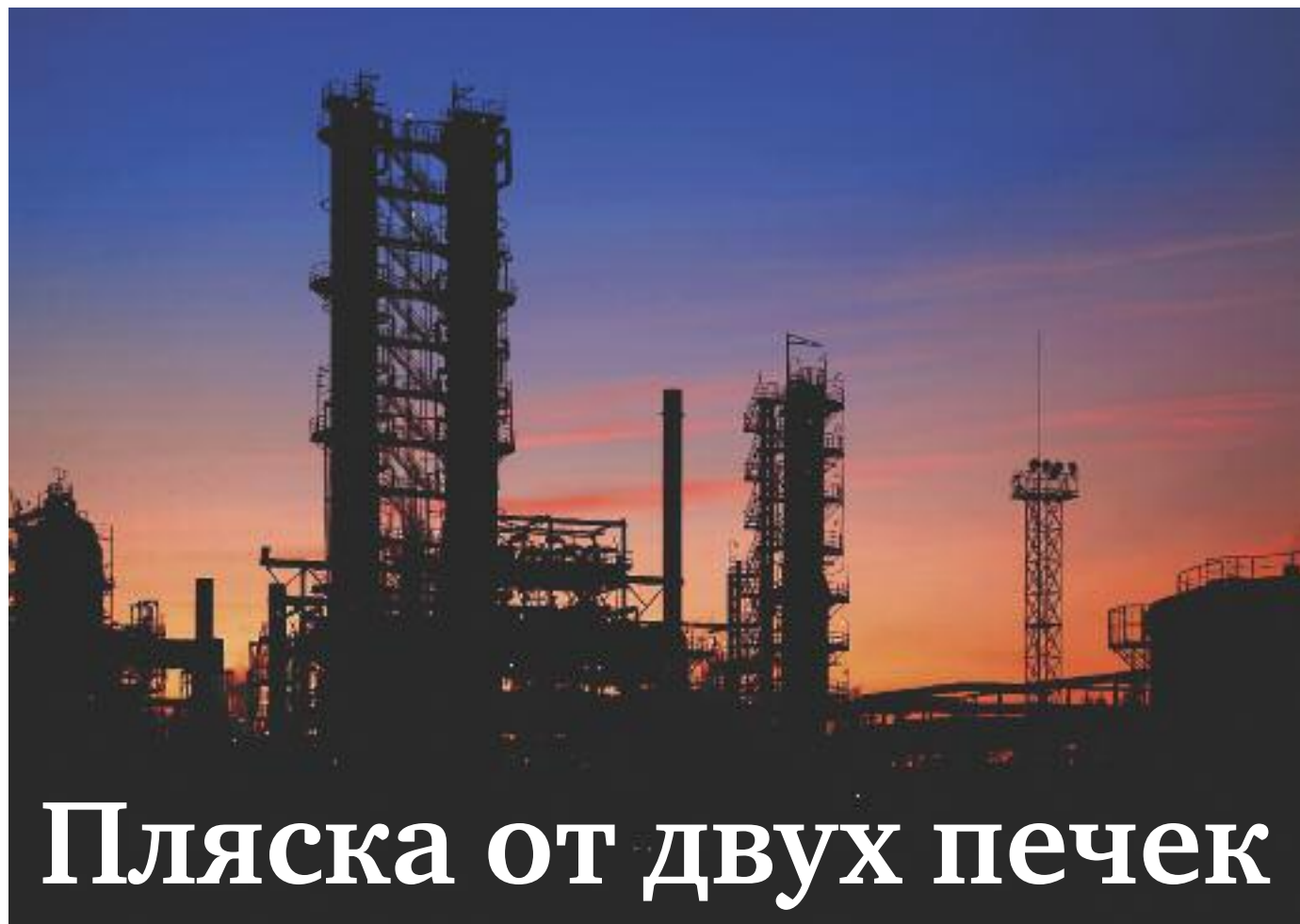
При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

3-5
сентября
Казань, 2014

Выставочный центр «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru
www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru



www.oilexpo.ru



Пляска от двух печек

«Газпром нефть»

Новый вариант Энергетической стратегии пытается учесть изменившиеся реалии как внутреннего рынка, так и глобальной энергетики

Валерий АНДРИАНОВ

Действующий ныне вариант Энергетической стратегии РФ был утверждён правительством в 2009 году. Но разрабатывался он, естественно, ещё раньше, до начала глобального финансово-экономического кризиса. Уже в первый год действия стратегии Россия столкнулась с серьёзными трудностями, которые не могли не отразиться и на её ТЭК. Поэтому в прошлом году Минэнерго приняло решение внести изменения в данный документ и продлить его действие до 2035 года. К этой работе был привлечён широкий круг экспертов из Института энергетической стратегии, Института энергетических исследований РАН, Аналитического центра при правительстве РФ и других организаций.

Являясь «наследницей» ЭС-2030, новая энергостратегия имеет ряд отличительных моментов. В частности, в ней снижены ожидания по объёму внутреннего спроса на энергоресурсы. Значительно усилен анализ тенденций развития мировой энергетики, в том числе учтены реалии «сланцевой революции» и увеличение производства сжиженного природного газа. Эксперты в целом высоко оценивают данный документ, но вместе с тем находят в нём и ряд слабых мест.

Документ для документов

Как отмечает генеральный директор Института энергетической стратегии Виталий Бушуев, ЭС – это «документ для документов», поскольку на его основе должны формироваться сценарные условия для развития различных отраслей и регионов. В то же время он является связующим звеном между отраслевыми документами и Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года. Поэтому ЭС не представляет собой жёсткую «иерархическую систему», а предусматривает наличие обратных связей, то есть гибкость и возможность постоянных изменений.

Анализ выполнения ЭС-2030 демонстрирует, что достигнутые количественные показатели достаточно близки к прогнозированным вариантам. Но вот меры государственной политики осуществлялись с заметным опозданием. «Решения принима-

ются не тогда, когда это наиболее актуально, а тогда, когда их уже просто нельзя не принимать», – отмечает В. Бушуев.

Существует целый ряд вызовов – как внешних, так и внутренних, – которые заставляют не просто корректировать ЭС-2030 и пролонгировать её ещё на пять лет, а разрабатывать во многом новый вариант стратегии. Ключевые внутренние вызовы – это в первую очередь замедленное посткризисное развитие энергетики, неразвитость инфраструктуры, наличие устаревших основных фондов, несбалансированность инвестиций. В последние годы появился новый, весьма тревожный фактор – очень быстрый рост цен на энергоносители для конечных потребителей. По мнению экспертов, данные цены уже приблизились к опасной границе.

Что касается внешних вызовов, то это, прежде всего, стагнация или невысокие темпы роста мирового спроса на энергоресурсы – как в Азии, так и Европе. Кроме того, на глобальном рынке ужесточается конкуренция из-за появления сланцевой нефти, возобновляемых источников энергии, а также новых производителей традиционных ТЭР. Негативную роль играет и волатильность мировых цен на нефть.

По мнению В. Бушуева, между ЭС-2030 и ЭС-2035 существует четыре ключевых различия. Первое – ориентация нового документа на сдержанный рост экономики и соответственно внутреннего спроса на энергоносители. Второе – его акцент на экономической, ценовой доступности энергоресурсов для внутренних потребителей. Третье – переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию, в первую очередь за счёт глубокой переработки ТЭР. Четвёртое – пересмотр роли ТЭК. Он должен являться не донором экономики, а стимулом для создания промышленных кластеров на всей территории страны.

Реализация ЭС-2035 будет происходить в три этапа. На первом, до 2020 г., предстоит ликвидировать «узкие места» ТЭК. На втором – создать инфраструктурную базу для развития экономики и энергетики. На третьем – начать формирование нового отечественного топливно-энергетического комплекса. Кроме того, авторы ЭС-2035 специально выделили этап, следующий за выполнением данного документа, – до 2050 г. Ведь именно в этот период получают своё принципиальное развитие те тенденции, которые будут обозначены на втором и третьем этапах.

В ЭС-2035 ставятся задачи повышения эффективности недропользования и обеспечения прироста запасов (причём не про-

сто «физических», а экономически рентабельных) не в меньшем объёме, чем масштабы добычи ТЭР. Делается акцент на сочетании централизованного и децентрализованного энергоснабжения, чему раньше не уделялось повышенного внимания. Намечается увеличение добавленной стоимости в отраслях ТЭК – с 20 до 35% от объёмов отчислений в бюджет. То есть у компаний появятся средства для осуществления более масштабных инвестиций.

Большое внимание уделяется развитию энергетики Востока России. Если раньше там планировалось сформировать только центры нефтегазовой промышленности, то сейчас речь идёт также об угольных и нефтехимических кластерах, новых мощностях гидроэнергетики и т. д. *«Это будет работать на будущее. Это как с Марсом – мы не собираемся завтра на него лететь, но заниматься данной проблемой надо уже сегодня»*, – отмечает В. Бушуев. То же самое касается и шельфа – не факт, что его ресурсы

Существует целый ряд вызовов – как внешних, так и внутренних, – которые заставляют не просто корректировать ЭС-2030 и пролонгировать её ещё на пять лет, а разрабатывать во многом новый вариант стратегии.

в ближайшей перспективе пополняют отечественный энергетический баланс, но приступать к его освоению надобно.

В документе особо подчёркивается необходимость государственного стимулирования научно-технического прогресса. *«Все наши разговоры останутся пустыми, если не будет выстроена цепочка от идеи, научных разработок до сервисного обслуживания. Нам надо ориентироваться на активное импортозамещение в сфере нефтегазового и энергетического оборудования. Без этого развитие невозможно»*, – подчёркивает В. Бушуев.

Главная задача на внешнем рынке – поддержание стабильных отношений с нашими традиционными партнёрами, в первую очередь с Европейским союзом. В то же время необходим ускоренный выход на рынки АТР, доля которого в российском экспорте нефти и нефтепродуктов возрастёт к 2035 г. с 12 до 23% (сырой нефти – 32%), а в поставках газа – с 6 до 33%. Требуется также интеграция российских компаний в международный энергетический бизнес.

Экологический ориентир ЭС-2035 – ограничение выбросов CO₂ на уровне 85% от

объёма 1990 г. Данное требование закреплено в международных обязательствах России, и пока она укладывается в него.

Минэнерго – оптимистичней МЭР

Директор Института энергетических исследований РАН, академик Алексей Макаров обращает внимание на то, что при подготовке любых государственных документов необходимо опираться на прогноз социально-экономического развития, составленный Минэкономразвития (это положение закреплено и в проекте готовящегося сейчас Закона «О стратегическом прогнозировании»). Разработчики ЭС-2030 также соблюли это требование. Но перед ними встала дилемма: на какой сценарий из тех, что обнародованы МЭР в ноябре прошлого года, следует опираться. Напомним, согласно инновационному варианту, среднегодовые темпы роста экономики в 2013–2035 гг. составят 3,8%, а консервативному – 2,8%. Хотя, по мнению экспертов, и это весьма смелые прогнозы: реальность может оказаться ещё более печальной, чем параметры пессимистического сценария.

Тем не менее при подготовке ЭС-2035 Минэнерго решило опираться не на базовый, а на инновационный сценарий МЭР. Далее было исследовано количественное влияние внешних рисков и внутренних факторов, связанных с налоговой и ценовой политикой, а также институциональной средой в ТЭК. И от целевого сценария «сползли» к осторожному, который близок к консервативному, базовому варианту МЭР.

«Почти половину производимых ТЭР Россия вывозит. Поэтому если одной печкой, от которой “плясали” при создании ЭС-2035, был прогноз МЭР, то второй – прогноз ситуации на мировых рынках. Их квинтэссенцией являются не объёмы производства и потребления, а динамика среднегодовых цен на тех рынках, где мы присутствуем сейчас или куда собираемся выходить в дальнейшем. От этих цен мы перешли на цены основных энергоресурсов по территории страны. И когда это было сделано, начала обозначаться главная задача – снижение энергоэффективности. Необходимо сокращение энергоёмкости за счёт внедрения “интеллектуальных” энергетических систем. Кроме того, требуется перестройка структуры экономики путём опережающего развития инновационных отраслей», – поясняет А. Макаров. Напомним, ранее правительство собиралось снизить энергоёмкость экономики на 40% уже к 2020 г. Сегодня

очевидно, что эта цель не будет достигнута. По мнению А. Макарова, организационно-технологические механизмы, заложенные в ЭС-2035, способны уменьшить энергоёмкость к 2020 г. на 13%.

Достижения каких конкретных рубежей предусматривает ЭС-2035? При упомянутой динамике ВВП объём экономики России к 2035 г. увеличится примерно в 2,5 раза. А потребление первичной энергии расширится только на 25–27%. При этом наибольшими темпами будет расти спрос на электроэнергию и моторное топливо (в 1,45–1,55 раза за 2010–2035 гг.). В структуре энергобаланса по-прежнему более 50% будет приходиться на газ. Увеличить долю угля и гидроэнергетики пока не получается.

Электропотребление на душу населения вырастет почти в два раза больше, чем общее энергопотребление (57% против 30%). Но при этом доля тепловой генерации к 2035 г. снизится незначительно – с 70% до 61–64%. Хотя одной из основных «фишек» нового варианта ЭС является опережающее развитие атомной энергетики. В частности, инновационный сценарий предусматривает внедрение новейших технологий в данной сфере.

Общее производство энергоресурсов увеличивается на 28% в целевом сценарии и на 14% в «осторожном». Добыча и переработка нефти в период до 2035 г. должны вырасти на 15–20%, а затем начать сокращаться. Производство природного газа, согласно обоим сценариям, увеличится на треть и выйдет на свои технологические пределы. То есть традиционные ресурсы «голубого топлива» к 2035 г. будут задействованы практически полностью. Добыча угля возрастёт на 28%, далее ожидается последующее снижение.

Проект ЭС-2035 предполагает умеренное расширение экспорта энергоносителей – примерно на 0,8% в год. При этом его доля в ВВП сократилась приблизительно в три раза. А поставки за рубеж продукции нефтепереработки и нефтехимии достигнут не менее 40% от общего стоимостного объёма российского экспорта ТЭР. Одновременно будет наблюдаться опережающий рост внутреннего потребления энергоресурсов (примерно на 30% по отношению к увеличению экспорта). То есть станет происходить сдвиг от чисто экспортной ориентации к преимущественному обеспечению потребностей внутреннего рынка.

Остро стоит вопрос инвестиций. Для достижения целей ЭС-2035 России надо обеспечить 6% глобальных вложений в энергетику. В то время как остальной мир тратит на развитие ТЭК около 1,5% ВВП,

мы – 6%. Поэтому к 2025 г. планируется сократить эту цифру до 4%, а к 2050 г. – до 3%. Но это будет чрезвычайно сложный процесс, который потребует «тонкой настройки» всего хозяйственного механизма ТЭК, ценовой и налоговой политики.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕВОЛЮЦИЙ НЕ ОЖИДАЕТСЯ

Главный советник руководителя Аналитического центра при правительстве РФ Леонид Григорьев отмечает, что при подготовке ЭС-2035 пришлось проделать большую аналитическую работу. Это было необходимо, поскольку именно слабость прогнозной части стала недостатком её предшественниц. «Стратегия 2003 г. писалась нищими людьми, которые мечтали о ценах в 22 доллара за баррель, а стратегия 2008 г. – в условиях, когда котировки внезапно достигли 140 долларов за баррель. Сейчас мы, пожалуй, впервые владеем более-менее разумными прогнозами цен и экономического роста», – отмечает Л. Григорьев.

Сегодня Россия производит около 10% первичной энергии планеты. И только половину этого объёма она использует сама, а остальное экспортирует. Поэтому учёт международных фактов – основа Энергетической стратегии.

Сегодня Россия производит около 10% первичной энергии планеты. И только половину этого объёма она использует сама, а остальное экспортирует. Поэтому учёт международных фактов – основа Энергетической стратегии. При этом на уже имеющиеся прогнозы нефтегазовых компаний и международных организаций (в первую очередь МЭА), по мнению учёного, можно опираться с большой осторожностью. Довольно часто они представляют собой определённый идеологический посыл и обусловлены некими политическими факторами. В частности, их авторы пытаются одновременно решить проблемы «энергетической бедности» (то есть полноценно снабжать энергией развивающиеся страны) и снижения выбросов CO₂, что на практике маловероятно. И через ЭС-2035 Россия доносит до мира своё понимание будущего глобальной энергетики.

Что же показал анализ, проведённый авторами ЭС-2035? В развивающихся странах эластичность роста спроса на первич-

ные энергоресурсы выше, чем в государствах ОЭСР. То есть экономический рост пока достаточно энергоёмкий. Среди энергоносителей по-прежнему самым дешёвым остаётся уголь, и поэтому, несмотря на все разговоры о снижении эмиссии CO₂, Китай и другие развивающиеся страны увеличивают электрогенерацию на его основе. «Азия на 70% сидит на угле, и без решения азиатской проблемы угольной энергетики невозможно предотвратить изменение климата, что бы ни делали все остальные страны. Это будет отдельный серьёзный политический вопрос на ближайшие десятилетия», – полагает Л. Григорьев.

Европа, измученная кризисом, также снижает потребление дорогого газа и пересаживается на дешёвый уголь из Колумбии, США и России. Пока этот фактор не является угрозой для реализации ЭС-2035, но он обязательно даст о себе знать, когда начнётся создание ЭС-2050.

Обеспокоенность вызывает и тот факт, что практически всё Западное полушарие переходит на самообеспечение энергетическими ресурсами. А страны Европы предпринимают колоссальные усилия с целью снижения энергопотребления и развития альтернативных источников. В АТР будет расти спрос на газ, но и конкуренция между его поставщиками станет очень напряжённой. Поэтому России не стоит рассчитывать на существенный рост своего экспорта.

Что касается цен на энергоресурсы, то ЭС-2035 не предполагает их резких скачков. «При прогнозировании на 20–25 лет мы должны исходить из разумного коридора. Конечно, мы допускаем возможность экономических шоков, которые на определённом этапе могут сбить цены в мире. Но нижняя граница цен определяется не только издержками добычи, но и потребностями бюджетов ведущих стран-производителей, в первую очередь Саудовской Аравии. Пока у них сохраняется возможность коррекции мировой добычи, они будут держать нефтяные котировки на уровне, приемлемом для их бюджетов», – уверяет Л. Григорьев.

Но в ближайшие десятилетия, по мнению Л. Григорьева, каких-либо революционных изменений в глобальном ТЭК ожидать не стоит. До 2035 г. не удастся внедрить какие-либо новые технологии, позволяющие существенно изменить облик мировой энергетики. А вот в 2040-е произойдут колоссальные трансформации, связанные не столько с изобретением, сколько с внедрением уже существующих технологий. И поэтому ЭС-2050 будет значительно отличаться от ЭС-2035.

ПЛАНИРОВАНИЕ С ПУСТЫМИ КАРМАНАМИ

Огромная работа, проделанная авторами ЭС-2035, получила высокую оценку в профессиональных кругах. Но у нового документа есть и немало критиков. Так, по мнению председателя Союза нефтегазопромышленников России Генадия Шмалья, те недостатки, которые имели место в ЭС-2030, перешли и в новую стратегию.

Во-первых, не сбалансированы объёмы геологоразведочных работ и прироста запасов. «Если у вас в кармане рубль, то вы не купите товаров на 10 рублей. Поэтому главный вопрос сегодня – это возрождение российской геологии, чему в тексте стратегии уделяется очень мало внимания... В лучшие времена, когда мы разрабатывали Самотлор и другие гигантские месторождения, прирост запасов на 1 м проходки составлял около 250–300 т. И если мы сегодня бурим разведочные скважины меньше 1 млн м в год, то самые простые расчёты свидетельствуют – доля новых месторождений в общем приросте запасов не может превышать 20–30%. Всё остальное – виртуальные запасы, которых просто нет», – объясняет Г. Шмаль.

Плохо обстоят дела и с эксплуатационным бурением. Во времена СССР бурили 57 млн м в год, США сегодня бурят более 100 млн м, добывая при этом меньше сырья, чем Россия. У нас же в прошлом году пробурили не более 20 млн м.

В стратегии абсолютно не отражены особенности поздней стадии разработки месторождений, а именно на неё приходится около 80% отечественной нефтедобычи. В ЭС-2030 был заложен целевой показатель КИН – 0,37. Но это не тот рубеж, к которому надо стремиться. Сегодня в Норвегии КИН равен 0,6, в Канаде – 0,55. Да и в Татарстане, где уделяют большое внимание вопросам повышения нефтеотдачи, он выше 0,4.

Нет в стратегии упоминаний и о нефтегазовом сервисе. «А если мы не станем уделять ему внимание, то объёмы нашей добычи будут диктоваться из Вашингтона, потому что сегодня 25% нашего нефтесервиса – это иностранные компании и наблюдается тенденция к увеличению данного показателя», – предупреждает Г. Шмаль.

СТРАТЕГИЯ НИ О ЧЁМ

Впрочем, большинство замечаний к ЭС-2030 связаны не столько с её содержанием, сколько с такого рода государственным подходом к прогнозированию и планированию.



«Газпром нефть»

«Я предложил бы со стороны посмотреть на этот документ. Энергостратегия – это что? Это энергополитика, сценарные прогнозы, дорожная карта? Она вроде бы обо всём этом и в то же время – ни о чём... – заявляет директор Энергетического центра «СКОЛКОВО» Григорий Выгон. – Согласно общепринятой мировой практике, сценарные прогнозы являются независимыми аналитическими документами. То есть они описывают, как может выглядеть мир, отдельная страна или отрасль в зависимости от определённых правил игры. Они не обязательно должны иметь форму стратегического документа».

По мнению Г. Выгона, сегодня инвесторам не хватает определённости в отношении долгосрочных моделей развития энергетики. Непонятно, что будет с налогами и как будет осуществляться переход (и будет ли он вообще) на налогообложение финансового результата. Неясны цели государства в отношении внутренних цен на газ – достижение паритета с экспортом, заморозка тарифов или либерализация. Как будут себя вести тарифы транспортных монополий? Будет ли ограничен доступ к шельфу? И на все эти вопросы ЭС-2035 так же, как и её предшественница, ответа не даёт.

Сегодня существует достаточно много отраслевых стратегических документов. Но какой-либо взаимосвязи между ними

по большому счёту нет. И, что самое печальное, бизнес не использует эти документы в своих инвестиционных решениях. Энергостратегия практически никак не влияет на реальную ситуацию – ни один нормативно-правовой акт не неё не ссылается.

Параметры развития отраслей энергетики очень сильно зависят от налоговой и таможенной политики. Например, бессмысленно прогнозировать уровень нефтепереработки, если вы не имеете представления о том, каковы будут экспортные пошлины на нефтепродукты. Без конкретики по данному вопросу нельзя строить долгосрочные планы.

Да, начинать стратегическое планирование надо со сценариев и прогнозов, затем необходимо задать общий вектор энергетической политики и на его основе строить детальную генеральную схему развития отраслей. Стратегия должна дать ответы на кон-

кретные вопросы: как будет осуществляться реформа налогообложения, сохранится ли монополия «Газпрома» на экспорт трубопроводного газа, что будет с рынком электроэнергетики и т. д.

В свою очередь, председатель Комитета по энергетической политике и энергоэффективности Российского союза промышленников и предпринимателей Вагит Алекперов подчёркивает, что для ТЭК очень важна стабильная налоговая политика. Но за последние три с половиной года законодательство в данной сфере менялось 22 раза! «На территории нашей страны действует искажённая форма стимулирования инвестиций. Она, как правило, относится или к территориальным аспектам, или к технологическим, она не охватывает весь спектр деятельности ТЭК. Только налог на финансовый результат может дать возможность стимулировать те или иные проекты», – полагает глава «ЛУКОЙЛа».

Отрицательным моментом ЭС-2035, по мнению В. Алекперова, является также то, что в ней не нашёл отражения принцип раздела продукции. Данный механизм был апробирован во многих странах мира, но в России в середине 1990-х он был искажён, и сегодня от него по-прежнему все шарахаются. Однако этот режим необходимо использовать при освоении новых месторождений, требующих колоссальных инвестиций.

Не согласен Алекперов и с тем, что ТЭК в соответствии ЭС-2035 утрачивает роль главной опоры национального хозяйства. «Мы как были локомотивом развития экономики, так им и останемся. Но нужна государственная поддержка. ТЭК сегодня не в состоянии самостоятельно осуществлять крупные инфраструктурные проекты, такие как строительство железных дорог, крупнейших трубопроводных систем и т. д. Государство должно принимать посильное участие в их реализации», – отметил он.

Кроме того, в стратегии не нашло отражения понимание того, что такое вертикально интегрированная нефтяная компания. «Мы по привычке с 1917 г. делим компании на государственные и частные. Государственные – позитив, частные – негатив. Необходимо уйти от такого разделения, в том числе и в законодательном аспекте. У нас единственное государство, которое законодательно сделало такую межу. Мы все работаем над повышением благосостояния нашего народа, мы все развиваем инфраструктуру и активы на территории нашей страны. Должны быть “национальные” нефтяные компании, которые имеют такой же полный доступ к недропользованию и рынкам, как и государственные», – полагает В. Алекперов.

Локомотив или дойная корова?

Начальник Департамента стратегического планирования «Газпром нефти» Сергей Вакуленко также отмечает недостатки проекта ЭС-2035. Например, в нём используются сценарные подходы, которые на практике сценариями не являются. Это скорее некая «проверка чувствительности». «По сути, стратегия является линейным планом: делаем то-то и в результате приходим туда-то. Но в развитии существует довольно много неопределённостей – как технологических, так и политических, экономических и т. д. Чего в стратегии, к сожалению, нет, так это того, как Россия – отрасль и государство – будет отвечать на изменение внешних условий. Эти развилки хотелось бы увидеть...» – рассуждает С. Вакуленко.

По его мнению, Россия недооценивает некоторые существующие вызовы. Например, это касается ограничения эмиссии CO₂. Отечественные власти успокаивают себя: мол, Китай активно наращивает выбросы, поэтому никто не будет серьёзно следить за этим и предпринимать какие-либо карательные меры. Но на крупнейших международных форумах (в том же

Давосе) «углекислая повестка» звучит довольно громко. Имеются идеи по установлению «международных налогов» за эмиссию CO₂. И возможно, будет организовано мощное давление на основных производителей углекислого газа.

Аналогичная ситуация с автомобильным топливом. Стратегия «не верит» в то, что альтернативные виды горючего станут играть существенную роль в энергопотреблении и что электромобили получат широкое распространение.

ЭС оставляет открытым и вопрос о развитии транспортной инфраструктуры. Сегодня в России уже сложился профицит мощностей по экспорту нефти, а возможности поставок за рубеж нефтепродуктов весьма ограничены. А ведь, напомним, ЭС делает ставку как раз на увеличение доли готовой продукции в экспорте.

Вызывают сомнения и перспективы развития отечественной нефтепереработки. Спрос на нефтепродукты в Европе стагнирует, и многие НПЗ там остаются недогруженными. Поэтому вовсе не очевидно, что нам надо строить дополнительные установки по первичной переработке, которые будут ориентированы на европейский рынок. Впрочем, аналогичная ситуация и на азиатском направлении: в Японии и Южной Корее многие заводы работают не на полную мощность.

Наконец, ЭС-2035 очень аккуратно обходит вопрос о том, на каких принципах всё-таки следует распределять природную ренту. «Традиционный подход российских властей к этой проблеме известен: весь комплекс добычи, транспортировки и переработки нефти – советское наследие, которое досталось российским ВИНК с точки зрения общественного сознания дешевле, чем следовало. Поэтому в данном сегменте возникает большая рента, которую надо изымать. Подобная идеология была справедлива в 1990-е и отчасти в 2000-е, но она заведомо неправильна в 2010-е», – полагает С. Вакуленко.

Сегодня система налогообложения направлена на максимальное извлечение этой самой ренты и оставляет компаниям крайне мало средств для инвестиций в техническое перевооружение, инновации и т. д. В итоге они оказываются в лучшем случае реципиентами, последователями мирового технического прогресса. На Западе начинают активно внедряться технологии третичной добычи углеводородов. Они могут увеличить коэффициент извлечения нефти на 50–60%, что фактически равносильно освоению новой нефтяной провинции. Но для их использования в

России требуются огромные инвестиции в технологическое перевооружение, которые при нынешних подходах к разделу выручки просто невозможны.

Стратегия с зубами

Не очень ясна суть ЭС-2035 и генеральному директору Фонда национальной энергетической безопасности Константину Симонову. «Это всё-таки стратегия или прогноз? Стратегия – это некое целеполагание, где есть цель и обоснование того, как мы будем её достигать. В идеале ЭС должна являться заявкой самой отрасли. Как она видит своё место в экономике страны, и какой “общественный договор” она готова заключить с государством... Почему не выполняются параметры, записанные в предыдущих стратегиях? Может быть, учёные всё правильно спрогнозировали, но жизнь компаний отрасли идёт совершенно другим путём, и они не стратегию читают, а развиваются по другим мотивам», – объясняет эксперт.

Сейчас на нефтяную отрасль приходится около 40% поступлений в казну, и именно благодаря им затыкают бюджетные дыры, постоянно повышая уровень налоговой нагрузки. Но ситуация меняется на глазах – месторождения Западной Сибири истощаются, и себестоимость добычи растёт. Согласно проекту стратегии, к 2035 г. производство нефти в РФ должно достигнуть 530 млн т, что несколько выше уровня прошлого года (523 млн т). То есть в ближайшие 20 лет роста производства «чёрного золота» в стране не будет, а его себестоимость значительно увеличится. Поэтому закрывать «нефтянкой» все бюджетные прорехи больше не получится. «Значит, надо что-то делать с налогами. Эти вещи нельзя не написать в стратегии. А там только три страницы посвящены налоговой и тарифной политике в очень обтекаемых формулировках. А Минфин заявляет, что введение НДС несвоевременно...» – сетует К. Симонов.

Поэтому, резюмирует эксперт, стратегия хороша именно как прогноз. Если мы хотим, чтобы она была воплощена в жизнь, надо добавить ей «зубы». То есть это должен быть не просто академический текст, а документ, в котором содержатся конкретные инструменты достижения цели. И с этим трудно не согласиться. Отдавая дань уважения авторам ЭС-2035, необходимо всё же признать, что пока стратегическое планирование и реальная жизнь остаются в России двумя параллельными прямыми, которые, как известно, никогда не пересекаются. ■

Управление капиталом

- Возможность получить более высокий доход, чем по банковскому депозиту
- 100% гарантия возврата ваших финансовых вложений
- Надежная финансовая защита от непредвиденных жизненных ситуаций



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

0530 БИЛАЙН, МЕГАФОН, МТС
ЗВОНОК БЕСПЛАТНЫЙ

www.RGS.ru

Отрасль в ожидании приватизации

Прошлый год ознаменовал начало новой фазы разгосударствления НГК, что стало определяющим фактором для его внутренней и внешней стратегии*

Константин СИМОНОВ,
генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности



Прошедший 2013 г. был, пожалуй, одним из самых насыщенных за последнее десятилетие с точки зрения наиболее значимых для отрасли событий, маркирующих как основные тенденции дальнейшего развития российского ТЭК, так и наиболее сильные противоречия, за-

ложенные в общеотраслевой политике страны. Новая волна приватизации заметно ускорила все процессы консолидации нефтегазового рынка России. В зону передела попали как самые мелкие активы – даже второстепенные для ТЭК секторы, – так и крупнейшие компании независимых игроков. Большинство ВИНК наращивало добычу углеводородов в начале и середине 2000-х за счёт поглощения менее защищённых активов, что и выразилось в весьма относительных показателях роста отрасли.

Рост «на старых дрожжах»

В целом по добыче общие результаты 2013 г. оказались достаточно позитивными. Нефтяному сектору страны удалось закончить год «с плюсом». Добыча нефти с газовым конденсатом увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 1%, до 523,275 млн т. Если соотнести эти показатели с 2012 г., когда Россия нарастила добычу на 1,3%, до 518,017 млн т, налицо некоторое замедление, но оно пока не столь значимое, чтобы вызывать тревогу.

Гораздо более важно, чем именно был обеспечен нынешний рост и действительно ли, как прокомментировал ситуацию глава Минэнерго Александр Новак, «предпосылок для снижения цен на нефть сегодня нет». Поквартальные отчёты крупнейших игроков указывают на весьма тревожную общую тенденцию: при увеличении уровня концентрации рынка большинство ВИНК наращивали добычу за счёт внутриотраслевого перераспределения



активов с весьма незначительным синергетическим эффектом. При этом у компаний-лидеров основные драйверы роста оставались неизменными с прошлого года – разница лишь в том, что выход на пиковый уровень по ним приблизился.

В частности, «Роснефть» явно снизила темпы роста в сравнении с 2012 г. С учётом ТНК-ВР, окончательное поглощение которой было завершено в прошлом году, за девять месяцев 2013 г. добыча компании возросла на 51,9% к аналогичному периоду предыдущего года, до 1009,6 млн баррелей (137,7 млн т). Но если абстрагироваться от чисто структурного роста, то становится очевидным, что «Роснефти» приходится преодолевать фактор исчерпания как собственной ресурсной базы, так и зрелых месторождений ТНК-ВР. По основным активам компании продолжился спад, всё с большим трудом покрываемый увеличением нефтедобычи на Ванкорском месторождении.

По схожей схеме удалось добиться роста добычи и «ЛУКОЙЛу». Как следует из заявления главы компании Вагита Алекперова, по итогам 2013 г. увеличение производства нефти должно составить не менее 1%. Но такая положительная динамика была достигнута в основном за счёт приобретения двух новых активов –

* Публикация подготовлена на основе аналитического доклада «Государственное регулирование нефтегазового комплекса в 2013 г. и перспективы на 2014 г.». Более подробную информацию о данном исследовании можно получить на сайте Фонда национальной энергетической безопасности: <http://www.energystate.ru/catalog/801.html>

100-процентной доли в ЗАО «Самара-Нафта» и увеличения с 50% до 100% доли в ЗАО «Кама-ойл».

Это обеспечило наращивание добычи в Поволжье на 56,1%, тогда как спад по собственным активам у «ЛУКОЙЛа» только усилился. Так, при структурном росте на 1,19 млн т (8,7 млн баррелей) органическое изменение выразилось в снижении нефтедобычи на 0,45 млн т (6,87 млн баррелей). Компания не смогла остановить падение по западносибирским месторождениям, составившее в январь – сентябрь прошлого года 1,9%, хотя в 2012 г. по ним удалось добиться роста на 0,4%.

«Сургутнефтегаз» в январе – сентябре сохранил добычу на уровне 45,942 млн т (рост к аналогичному периоду предыдущего года на 0,02 %). Президент компании Владимир Богданов заявляет: «В ближайшее время будем держать планку в 61–62 млн т нефти в год. Я не вижу экономического смысла наращивать объёмы добычи. У нас много неосвоенных запасов и достаточно финансовых средств, чтобы их постепенно вводить в разработку. Например, в Восточной Сибири «Сургутнефтегаз» планирует ввести шесть месторождений до 2018 г., в Западной Сибири – 23 месторождения. В целом по Западной Сибири нами открыты 37 месторождений, которые нужно осваивать. Понятно, что нет крупных. Это средние и мелкие участки, но они находятся вблизи от развитой инфраструктуры и дадут свой эффект. Работаем везде в плановом порядке. Годовой объём 61–62 млн т нефти мы готовы держать вплоть до 2030 г.».

Между тем, в 2013 г. компании потребовались немалые усилия, чтобы удержать прошлогодний уровень производства нефти. Достигнутый за девять месяцев рост на 0,02% обеспечен исключительно в последнем квартале, когда за счёт разработки месторождений Якутии удалось компенсировать падение нефтедобычи по зрелому ресурсному фонду.

И «Газпром нефть» не смогла сдержать её спада на крупнейших добывающих активах Западной Сибири, в результате чего за январь – сентябрь компания сократила производство нефти на 0,9% в сравнении с аналогичным периодом 2012 г., до 276,89 млн баррелей (37,76 млн т). Основная причина этого заключается в продолжающемся падении производства на ключевом предприятии – «Ноябрьскнефтегазе», – которое составило за этот период 4,6%, а также в «Томскнефти» (–0,8%). Хотя темпы сокращения добычи несколько снизились по сравнению с предыдущим годом. Особенно же повлияло на ухудшение показателей уменьшение добычи «Славнефтью».

В прошлом году в лидерах оказалась «Башнефть», сумевшая за девять месяцев увеличить добычу на 3,2%, до 11,9 млн т. Рост производства был обеспечен за счёт проведения геолого-технических мероприятий на зрелых месторождениях в Республике Башкортостан, а также благодаря началу пробной эксплуатации месторождений им. Р. Требса и А. Титова в НАО, где в августе – сентябре 2013 г. получили 120 тыс. т сырья. (Объём добычи в целом за год, по предварительным данным, составил 300 тыс. т.)

Стабилизировать добычу на истощённых поволжских активах удалось и «Татнефти». В январе – сентябре 2013 г. она произвела 19,518 млн т нефти, что на 0,3% превысило показатель за аналогичный период 2012 г. Отчасти прирост поддерживался за счёт разработки самарских месторождений. Тем не менее основная доля текущей добычи всё так же приходится на шесть крупных месторождений – Ромашкинское, Бавлинское, Сабагинское, Ново-Елховское, Первомайское и Бондюжское. На фоне высокого уровня истощённости запасов производство продолжает оставаться стабильным благодаря постоянному совершенствованию системы разработки месторождений, в частности – активному

применению методов увеличения нефтеотдачи пластов. И хотя пока «Татнефти» удаётся даже приращивать добычу по этим активам, отсутствие альтернатив не позволяет гарантировать сохранение достигнутого уровня, особенно в случае «колебаний» налогового льготирования в отрасли.

Таким образом, можно отметить, что, несмотря на активную подготовку к запуску новых проектов, призванных восполнить выбывающие объёмы истощённых месторождений, ни у одной



из компаний так и не произошло перехода к новым ресурсным центрам. Весьма характерно, что крупнейшие игроки добывались увеличения добычи за счёт внутриотраслевого «перераспределения» активов, что позволяло им замедлить удорожание производства. Но такая практика вполне ожидаемо вызывает вопрос о пределах роста нефтяного сектора без существенного изменения действующей структуры добычи, так как уже сейчас месторождения-драйверы не в полной мере покрывают снижение производства в традиционных ресурсных центрах.

ОГРАНИЧИТЕЛИ ПРИВАТИЗАЦИОННЫХ АППЕТИТОВ

Отличительной чертой нового этапа предприватизационного передела российского ТЭК, ознаменовавшегося поглощением «Роснефтью» ТНК-ВР, стало заметное ускорение консолидации как профильных, так и непрофильных для нефтегазового бизнеса активов. Такого рода «стягивание» вокруг «Роснефти» всё большего количества активов даже привело к появлению весьма популярной в прессе версии о возврате к советской практике и образовании единой государственной нефтяной компании. Собственно, уже первые договорённости о покупке «Роснефтью» ТНК-ВР во многих изданиях были оценены как начало формирования «нефтяного Газпрома». В прошлом году байка о «новом нефтяном монстре» имела вполне логичное продолжение.

В качестве почти стопроцентных жертв будущего поглощения «Роснефтью» назывались «Башнефть», «Татнефть» и «ЛУКОЙЛ». При этом за кадром оставался тот факт, что целью нынешнего «собираения активов» является вовсе не благословлённая Владимиром Путиным национализация ТЭК, в рамках которой в своё время оценивали и дело «ЮКОСа», а, напротив, углубление уже проводимой приватизации. И в свете этого совершенно очевидно, что при всех амбициях «Роснефти» явным препятствием для поглощения крупных нефтегазовых компаний является высокий

уровень концентрации рынка в интересах крупнейших политико-номенклатурных группировок, не готовых уступать Игорю Сечину в борьбе за собственность.

Сделка с концерном AAR стала возможной в силу непрофильного характера нефтегазового бизнеса для его акционеров, имеющих достаточно разветвленную структуру активов и легко расставшихся с долей в ТНК-ВР за весьма выгодную цену. Аналогичный сценарий не может быть реализован с «ЛУКОЙлом», являющимся личным проектом Вагита Алекперова.

Весьма проблематично и поглощение «Татнефти» и «Башнефти», несмотря на очевидную предприватизационную подготовку последней. Прежде всего являясь национальными компаниями, довольно тесно завязанными на интересы региональных элит, оба актива представляются не очень удобными претендентами для вливания в «Роснефть».

Другое дело, что с учётом невероятно быстрого роста приватизационного аппетита «Роснефти» в зоне значительного риска остаются игроки, не имеющие непосредственной поддержки со стороны президента. В силу более чем высокого уровня монополизации именно в нефтяной отрасли таковых почти не осталось – потенциальной жертвой, пожалуй, можно назвать НК «Альянс» Мусы Бажаева, доминирующую в Хабаровском крае на рынке нефтепродуктов. Определённые предпосылки для такого поглощения уже заложены в официальном провозглашении «Роснефтью» нового центра стратегического развития – Дальневосточного региона. Компания планировала вложить туда в 2013 г. более 53 млрд рублей, и, как следует из заявлений Игоря Сечина, она связывает с ним расширение ресурсной базы для обеспечения экспорта в Китай.

Если же говорить об игроках уровня «ЛУКОЙла» и «Башнефти», то их поглощение «Роснефтью», несмотря на все старания Игоря Сечина, не укладывается в политику сдержек и противовесов, весьма последовательно проводимую Владимиром Путиным в управлении отраслью. В свете этого основным итогом приватизации нефтегазовых активов в 2013 г. в России стали поглощения крупнейшими игроками более мелких компаний и продолжение экспансии за рубеж.

В силу ограниченности возможностей поглощений в нефтяной сфере активность «Роснефти» была в первую очередь направлена на газовый сектор. Увеличив благодаря месторождениям ТНК-ВР уровень доказанных запасов газа до 506 млрд м³, компания приступила к весьма последовательному наращиванию газовых активов за счёт новых приобретений, наиболее существенными из которых можно считать «ИТЕРУ» и «Сибнефтегаз».

БОРЬБА С НАЛОГОВОЙ «НЕДОСТАЧЕЙ»

Проблема дальнейшего органического роста добычи углеводородов при её заметном удорожании была более чем реально осознана на правительственном уровне в прошлом году. И основной причиной этого стало не столько общее состояние отрасли, худо-бедно демонстрирующей рост и даже обещающей дальнейшие свершения, сколько впервые ощущаемое снижение налоговых поступлений при благоприятной в целом внешнеэкономической конъюнктуре. Как предоставить налоговые льготы, сохранив рост налоговых доходов, – вопрос весьма сложный, но до сих пор чудесным образом решавшийся совместными усилиями Минфина и Минэнерго. Подводя же итоги введённого в октябре 2011 г. фискального режима «60-66-90», и в Минэкономразвития, и в Минфине в начале 2013 г. пришли к выводу, что потери федерального бюджета от данной реформы составили 122 млрд рублей.

Вопрос «недостачи» был решён Минфином весьма традиционно. За счёт повышения среднеэкспортной расчётной цены на нефть и газ прогноз нефтегазовых доходов казны по итогам 2013 г. в новой версии бюджета всё равно пересмотрен в сторону увеличения по сравнению с плановым, принятым в конце 2012 г. Как указывается в обосновании принятого осенью конечного варианта бюджета на 2013 г., «дополнительные нефтегазовые доходы в сумме 546,4 млрд рублей сложились в основном за счёт увеличения прогноза мировых цен на нефть марки «Юралс» с 97 до 107 долларов США за баррель».

Если рассматривать итоги действующего налогового режима с точки зрения не бюджета, а самих производителей, то положительным эффектом можно считать некоторое замораживание роста налоговой нагрузки на нефтяные компании.

Несмотря на сохранение в целом высокого уровня налогообложения для «нефтянки», такого рода стагнация налоговой нагрузки на фоне снижения бюджетных доходов, по всей видимости, подтолкнула Минфин к новым «налоговым манёврам» с целью повышения отдачи от отрасли. А так как практика показала невозможность заметной «оптимизации» нефтегазовых доходов за счёт внутрисегментного перераспределения нагрузки, то суть манёвра была сведена к перераспределению в рамках двух основных налогов сектора – НДС и экспортной пошлины. Как свидетельствуют данные компаний, соотношение выплат по обоим налогам, которые и обеспечивают основную часть эффективной налоговой нагрузки нефтяников, год от года остаётся примерно одинаковым. Если соотнести бюджетные доходы от НДС на нефть и экспортной пошлины, то первые всегда немного уступают вторым, составляя около 90–93% от последних. И, несмотря на все «неудачи» режима «60-66», в прошлом году это соотношение не изменилось.

Тем не менее ещё в мае прошлого года на фоне уменьшения налогов Минфин выступил с предложением корректировки экспортной налоговой системы «90-60-66» с дальнейшим снижением ставки экспортной пошлины при параллельном увеличении НДС.

Гипотетически можно предположить, что меньший урон от реформы понесут компании с минимальной долей бензина в общей корзине нефтепродуктов и высокой долей нефти в суммарном экспорте, то есть в первую очередь «Роснефть». Между тем, если проанализировать данные бюджета на 2014–2016 гг., принятого в ноябре прошлого года, то становится очевидным, что главная цель Минфина заключалась не в отлавливании выпадающих доходов от реализуемых в РФ нефтепродуктов, а в попытке скомпенсировать грядущее уменьшение налоговой нагрузки в нефтедобыче. Если обратиться к прогнозным показателям уже нового бюджета, то следует учитывать, что, с одной стороны, произойдёт некоторое снижение объёмов нефтедобычи, которая уменьшится с 495 млн т в 2014 г. до 492 млн т в 2016 г. при сохранении экспорта примерно на уровне 206 млн т. С другой стороны, в свете ввода новых месторождений налогооблагаемые объёмы нефти уменьшатся как в абсолютном, так и в относительном (к общему масштабу добычи) размере. В 2014 г. они составят 455,6 млн т, в 2015 г. – 446,146 млн т, а в 2016 г. – 439,203 млн т.

СОМНИТЕЛЬНЫЙ ПОВОРОТ НА ВОСТОК

Можно смело отметить, что 2013 г. стал первым годом, действительно отчётливо обнажившим всю остроту противоречий экспортной политики ТЭК, давно закладываемых в борьбе политико-номенклатурных группировок. Предсказанная ещё в 2009 г.

переориентация российской нефти с западного направления на Восток произошла даже без учёта новых масштабных контрактов между «Роснефтью» и китайскими компаниями. Выход с 2012 г. на плановые поставки в Китай в размере 15 млн т в прошлом году на фоне общего сокращения экспорта сырой нефти в пользу нефтепродуктов привёл к дефициту «чёрного золота» на европейском рынке. В первом полугодии его поставки в Европу из России снизились до 10-летнего минимума, так как отечественные компании предпочитали экспортировать переработанные нефтепродукты, а также увеличивать продажи Китаю. Таким образом, вопрос о возможности сохранения обоих направлений экспорта встал даже без учёта роста спроса со стороны традиционных западных поставщиков.

Тем не менее в июне и октябре 2013 г. «Роснефть» заключила новые соглашения с китайскими CNPC и Sinopec, которые позволят утроить продажи сырья крупнейшему потребителю энергоресурсов в Азии. Российская госкомпания поставляет углеводороды в Китай на условиях предоплаты в счёт погашения огромного долга, возникшего после поглощения ТНК-ВР.

При этом все достигнутые соглашения с китайской стороной не подразумевают долгих переходных периодов, и, как следует из заявлений и «Роснефти», и Минэнерго, уже в 2014 г. общий объём поставок российской нефти в Китай удвоится, составив 30 млн т. Это вызывает массу злободневных вопросов, связанных с общей стратегической оценкой таких договоров «отдельных игроков».

Первым и наиболее очевидным из них является возможность реализации при нынешних размерах ресурсной базы столь масштабных планов без уменьшения поставок по другим направлениям. Как заверил осенью прошлого года Александр Новак, многомиллиардные контракты на поставку российской нефти в Китай не грозят дефицитом углеводородов в западноевропейских направлениях, на которые сейчас приходится основная часть экспорта нефти из РФ. *«Баланс будет обеспечен и сохранён за счёт увеличения объёмов добычи на месторождениях Дальнего Востока»*, – отметил министр в интервью агентству Reuters.

Однако стоит усомниться в возможности столь резкого увеличения общего объёма добычи в стране за счёт новых месторождений. Речь идёт о «плюсовании» к нынешнему уровню производства не менее 30 млн т, что как-то плохо стыкуется с долгосрочным социально-экономическим прогнозом нефтедобычи в РФ, предусматривающим весьма условный рост (если не сохранение достигнутого уровня) в силу необходимости покрывать вводом новых месторождений снижение производительности действующих промыслов. В частности, по одной только Западной Сибири за счёт новых месторождений придётся компенсировать не менее 2–2,5 млн т выпадающей добычи, не говоря уже об исчерпании зрелых нефтегазовых объектов в других регионах России. А если резкий рост «отменяется», то единственным решением головоломки может стать как раз то самое перенаправление европейских объёмов, поставляемых на менее ригидных условиях, на рынок АТР, возможность которого так активно отрицают в Минэнерго.

Вторым немаловажным вопросом в свете разворота экспорта нефти в сторону Востока является его чисто экономическая целесообразность. На фоне роста объёмов поставляемой в Китай нефти доходы бюджета от неё снижались быстрее, чем в целом по экспорту в дальнее зарубежье. За девять месяцев прошлого года при уменьшении таковых от экспорта нефти в страны дальнего зарубежья на 4,8% к аналогичному периоду предыдущего года по Китаю снижение составило 16,7%.

При этом, даже если допустить реализацию наиболее положительного ценового сценария и грядущий «мультипликативный эффект для российской экономики», окупающий инвестиции в наращивание добычи для расширенных поставок, за кадром остаются транспортные и инфраструктурные расходы для обеспечения этих поставок, оплачивать которые надо уже сейчас.

Субсидирование экспорта по восточному направлению за счёт западного сделало поставки в Китай весьма выгодными для компаний и фактически льготируемыми государством. В 2009 г., когда под первый экспортный контракт с Китаем была спешно запущена первая очередь ВСТО, проблема сохранения рентабельности поставок по новому направлению решалась именно за счёт введения сетевого тарифа. При общей себестоимости экспорта нефти по ВСТО в 130 долларов за 1 т сетевой тариф на прокачку составил всего 42–45 долларов, а разница была компенсирована за счёт сборов, полученных на других направлениях. В результате принцип равнодоходности всех направлений, положенный в основу системы сетевой тарификации, вызвал повышение тарифов по традиционным экспортным маршрутам «Транснефти», сделав всю систему нерабочей.

«СДЕЛОК ВЕКА» МОЖНО НЕ ЖДАТЬ

Минувший год при всём разнообразии знаковых для отрасли событий стал в первую очередь годом, наглядно продемонстрировавшим начало новой фазы приватизации нефтегазового комплекса, которая была определяющей как для внутренней политики, так и для внешней. При этом и без того сложный баланс между повышением налоговой нагрузки на отрасль и инвестициями в её развитие в прошлом году был окончательно потерян, что отразилось в появлении множества параллельных вариантов стимулирования добычи, очевидно нереализуемых одновременно и придающих всем налоговым реформам отчасти бутафорский характер. Фактически отсутствующая у страны энергетическая стратегия была полностью заменена предприватизационными задачами основных политико-номенклатурных группировок, уже затем накладываемыми на общие потребности отрасли.

При этом грядущая приватизация «Роснефти» стала своего рода катализатором для ускорения передела рынка. В результате этого по итогам года «Роснефть» оказалась в лидерах по количеству приращённых активов. Основной и крупнейшей со времён «ЮКОСа» «добычей», безусловно, стала ТНК-ВР, полностью интегрированная в структуру «Роснефти» в 2013 г. Это позволило компании получить дополнительные преференции в дальнейшей борьбе за собственность. Тем не менее главной проблемой нового передела рынка является и без того предельный уровень концентрации отрасли, что сильно затруднит дальнейшее увеличение активов «Роснефти».

Однако продолжится «набивание» «Роснефти» нефтеперерабатывающими активами как за рубежом, так и в России, тем более что этот сектор сохраняет ещё достаточно объёмный потенциал для передела. В «высокой зоне риска» окажутся региональные нефтеперерабатывающие компании, из которых наиболее вероятным претендентом на поглощение является НК «Альянс» Мусы Бажаева. А уже реализованные сделки «Роснефти» отчётливо показывают стремление компании расширить присутствие и в нефтетрейдинговом бизнесе.

В секторе upstream компания в нынешнем году окажется перед выбором: снизить темпы поглощений или вступить в схватку с равными по силе игроками. В свете этого ни в нефтяной, ни в газовой отрасли ждать в ближайшее время новых «сделок века» не приходится.

Обоюдоострая «нефтяная игла»



Развитие мировой добычи сланцевых нефти и газа требует от России разработки новых механизмов эффективного использования углеводородных ресурсов

Сергей ЗАБОЛОТСКИЙ,
кандидат экономических наук, научный сотрудник Института
экономики и организации промышленного производства
СО РАН (Новосибирск)



Многие мировые процессы приходится описывать, учитывая трудно формализуемые и трудно осязаемые факторы. В данной статье условно выделены объекты, которые влияют на расклад сил на глобальном рынке углеводородов. В современных условиях полагается обозначать мировых игроков в виде финансово-промышленных

групп, не всегда имеющих чёткую привязку к границам определённых государств, но их анализ – это материал для отдельной статьи, в данной работе в качестве игроков приняты традиционные обозначения мировых экономических агентов – США, ЕС, Россия. Развитие добычи сланцевых газа и нефти в США привело к целому ряду последствий, в том числе на мировом рынке углеводородов. В различных исследованиях уже сравнительно долго обсуждается во-

прос о том, что дополнительные объёмы американского природного газа, полученные в результате разработки сланцевых пород, могут быть направлены на экспорт ориентировочно с 2015 г., конкурируя с поставками «голубого топлива» из традиционных источников. В статье показано, почему этот сценарий с большой долей вероятности не будет реализован или реализуется, но в таких незначительных масштабах, которые мало повлияют на «Газпром» и экономику России. Для разъяснения ситуации следует системно подойти к осмыслению данного вопроса.

Нелишне также упомянуть, что никакие материалы из разряда «теории заговоров» не используются для обоснования положений статьи. Все данные заимствованы из официальных источников. В качестве основы для публикации используется одна из теорий, которая переросла в законодательные нормы, предусматривающие временную замену более 75% американского импорта нефти с Ближнего Востока к 2025 году ¹.

¹ Subsidizing Oil Shale: Tracing Federal Support for Oil Shale Development in the United States, Taxpayers for Common Sense, November 29, 2012. URL: <http://www.taxpayer.net/images/uploads/downloads/OilShale-v7.pdf>

«РАЗМЫВАНИЕ» НЕФТЯНОГО КАПИТАЛА

Современный мир очень сильно привязан к газу, нефти и другим углеводородным ресурсам, поэтому невозможно представить себе существование цивилизации без постоянно растущего их потребления. Когда появляются сложности с извлечением легкодоступных углеводородов, это сказывается на всей мировой экономике. Сейчас перед человечеством стоят сложные задачи – развивать новые технологии добычи труднодоступных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), найти баланс в поставках углеводородов между добывающими странами и государствами-реципиентами, а также оптимизировать потребление газа.

Бывший президент алмазного синдиката De Beers Гарри Оппенгеймер отметил в своё время: «Люди покупают алмазы из тщеславия, золото – по глупости, так как они не способны запустить в действие систему, основанную на чём-то другом». Именно международная система поставок углеводородов и обеспечения баланса спроса и предложения – самое эффективное направление бизнеса, которое основано на технологических и коммерческих связях, экономических и политических интересах. В условиях отсутствия надёжных и стабильных поставщиков сырья, способов их транспортировки потребителям в ряде случаев могут происходить серьёзные сбои в мировых финансово-экономических процессах.

До тех пор пока углеводородные ресурсы находятся в недрах, их реальная стоимость возрастает (ввиду осознания пределов их использования), но как только они добыты и проданы, то превращаются в финансовые потоки и дают возможность осуществления новых инвестиций в основные фонды, приобретения новейших технологий, различных материальных и нематериальных активов. Кроме того, это источник финансовых поступлений или обесценивающихся денег (в случае их неэффективного использования) – «цветных бумажек» или их электронного варианта.

Для того чтобы иметь ясное представление о потоках углеводородов, необходимо понимать товарную природу денег (вне зависимости от страны и валюты), с которыми мы имеем дело. В этих условиях главная задача нефтегазового комплекса России – не наращивание любой ценой экспорта сырья, а превращение денежных доходов в капитал, то есть самовозрастающую стоимость. Это воз-

можно за счёт эффективных инвестиций в развитие сырьевой базы и переработку углеводородного сырья в полупродукты, а далее – в товары с более высокой добавленной стоимостью.

В современных условиях не страны-экспортёры «сидят на нефтяной и газовой иглах», а государства-импортёры. Первые в меньшей степени зависят от финансовых поступлений, чем вторые – от углеводородов. Вопрос, скорее, состоит в рациональности инвестиций и эффективности распоряжения дополнительными финансовыми потоками от создания продукции с высокой добавленной стоимостью.

Сравнительно недавно США взяли курс на ограничение приобретения углеводородов в странах Ближнего Востока за счёт добычи собственного газа. Предполагается использовать его как заменитель нефтепродуктов. С этими же проблемами США сталкивались и в прошлом. На стыке XVIII–XIX веков возник аналогичный вопрос, отличие было лишь в ис-

ва. Сначала они стали проводить политику культивирования сельскохозяйственных культур под биотопливо в Латинской Америке, а также создавать ветряки и солнечные батареи. А затем перешли к широкому использованию сланцевого газа. То есть американцы постоянно перебирали все возможные альтернативные варианты энергообеспечения, проводя системный анализ их эффективности. Неудивительно, что именно в этой стране впервые был добыт сланцевый газ в промышленных масштабах.

Согласно мнению многих американских экспертов, газ может стать временным заменителем нефтепродуктов в автомобильном, железнодорожном и морском транспорте, а также быть использован как сырьё для нефтегазохимии. Это позволит уменьшить поток капитала из США в страны Ближнего Востока, который в последние десятилетия приобрёл гигантские масштабы. Так, в 2001–2010 гг. он составил около 1 трлн долл., а в целом с 1976 г. по 2010-й – 7 трлн долл. (если

Рис. 1. Финансовые потоки из стран-импортёров в государства-экспортёры в 2012 г., млрд долларов*



* Для расчётов приняты усреднённые цены поставок нефти из регионов за 2012 г. Агрегированный расчёт сделан, исходя из цен следующих марок нефти: Urals, REBCO, ESPO, Siberian Light, Brent, Dubai Crude, Light Sweet, WTI.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013.

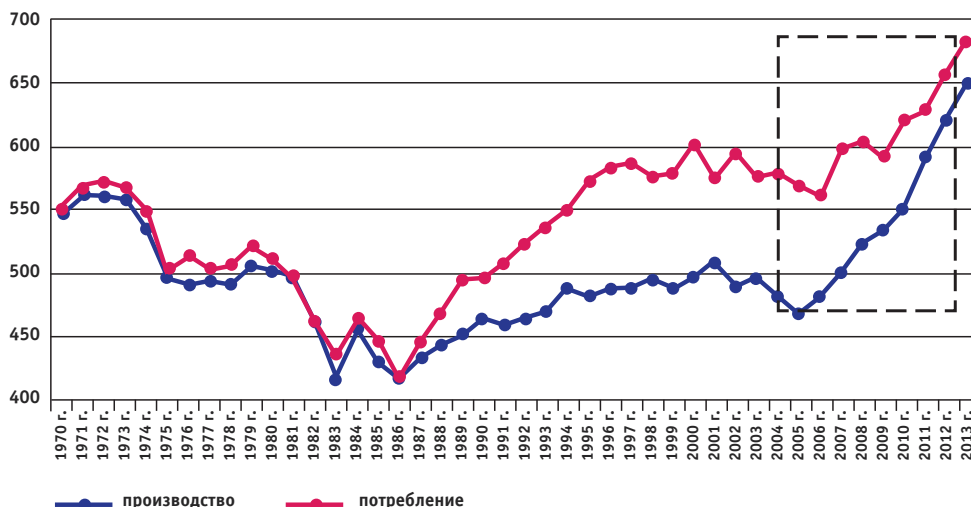
точниках топлива. Американцы давно используют китовый жир, но постоянно искали топливо, которое было бы дешевле. Им стал уголь, потом – сырая нефть, сейчас – газ. В середине 1970-х более половины потребления нефти обеспечивалось за счёт поставок с Ближнего Востока. Но США продолжали поиски собственных источников топли-

учесть и расходы на военные нужды в регионе). Это самое большое перераспределение богатства за всю историю человечества. В течение следующих 10 лет при отсутствии сланцевого газа планировалось переместить дополнительно 2,2–2,6 трлн долларов. На рис. 1. показаны основные финансовые потоки между регионами и странами.

Соединенные Штаты расходуют около 11 млн баррелей в сутки – 19,1% всей нефти, контролируемой в мире. При этом спрос на углеводороды удвоится только с 2020 г. по 2040 г. Около 70% используется для транспортных нужд.

Стратегия США очевидна – удешевление углеводородов во всём мире. Но она не может быть реализована в полной мере, так как страны-поставщики способны договориться о снижении добычи для поддержания приемлемого уровня доходности.

Рис. 2. Производство и потребление природного газа в США в 1970–2013 гг. (2013 г.: добыча – факт, потребление – оценка), млн т нефтяного эквивалента



Источники: ВР.

Таким образом, Америка реализует экономическую стратегию «размазывания» капитала по странам-экспортёрам углеводородов, чтобы не усиливать какое-то одно государство, отдельный экономический центр или регион. Недавнее снятие экономического эмбарго с Ирана и вовлечение этой страны в хозяйственный оборот – дополнительное косвенное доказательство этого.

Следует отметить, что технологии добычи сланцевого газа переданы только регионам-потребителям углеводородов для усиления их независимости от регионов-доноров. В течение 2012–2013 гг. происходило интенсивное апробирование данных технологий в Европе и Китае, несмотря на то, что КНР стала мощным конкурирующим экономическим центром для США и продолжает увеличивать свою мощь. Таким образом, можно с большей уверенностью предположить, что сильнее оказались опасения увеличения денежного потока в Россию из Китая и Европы и на Ближний Восток из США, Европы и Китая вследствие роста продаж углеводородов. Однако в Китае и Европе более сложные, чем в США, геологические условия залегания сланцевого газа, поэтому в ближайшем будущем прорывов в его добыче там не ожидается. Этим регионам рациональнее приобрести природный газ, поставляемый по трубопроводам или в сжиженном виде, сохранив резерв в виде собственного сланцевого газа на будущее.

Стратегия США очевидна – удешевление углеводородов во всём мире. Но она не может быть реализована в полной мере, так как страны-поставщики способны договориться о снижении добычи для поддержания приемлемого уровня доходности. Относительно Европейского региона следует сказать, что он останется стабильным потребителем природного газа из России. Данный источник служит альтернативой поставкам СПГ из других стран, в том числе с Ближнего Востока. Вероятнее всего, экспорт СПГ из США будет иметь незначительный масштаб и носить временный характер. Скорее, следует опасаться потоков газа из Ирана (месторождение Южный Парс) и углеводородов из Катара (месторождение Духан и шесть шельфовых). При этом стоит понимать, что так же, как и США, правящая элита этих стран осознаёт необходимость перехода от экспорта газа к резервированию месторождений на будущее. Именно сохранение ресурсов позволит данным государствам оставаться «на плаву» дольше других.

США НЕ СТАНУТ ИМПОРТЁРАМИ СПГ

Несмотря на общемировое замедление темпов прироста спроса на трубопроводный и сжиженный природный газ, в последние годы в США наблюдалась противоположная тенденция. На рис. 2 отчетливо видна конвергенция линии спроса и предложения.

В посткризисный период 2009–2012 гг. динамика расширения потребления

природного газа замедлялась во всех регионах мира кроме Соединённых Штатов. А по абсолютному приросту потребления в 2012 г. США обогнали всех. Отчасти это связано с резким увеличением добычи дешёвого сланцевого газа, который подтолкнул рост производства электроэнергии, в том числе через дешёвую генерацию. Это одно из объяснений того, почему США не будут экспортировать свой сжиженный природный газ, полученный из сланцев. Пока имеются лишь единичные случаи поставок небольшого количества СПГ в Японию с Аляски (ещё с 1969 г.), с одного из старейших заводов Kenai LNG. Однако мощность этого предприятия незначительна – 1,4 млн т в год. Оно продолжает свою работу лишь для того, чтобы не простаивали построенные мощности и сохранялись рабочие места ².

Конечно, США инвестировали значительные средства в терминалы СПГ, поэтому их простой означает создание «пояса ржавчины». Но использование данных объектов для создания временного переизбытка углеводородов на некоторых мировых рынках, то есть для снижения цены, может дать временный эффект, но не увенчается долгосрочным успехом. Поэтому экспорт СПГ не будет реализован в том максимальном объёме, который заявлен.

² Хендерсон Д., Белова М. СПГ: Made in U.S.A. // Энергетический центр «СКОЛКОВО». URL: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SNeC_LNG_Made_in_USA.pdf

Приобрести углеводороды можно за счёт дополнительной эмиссии доллара, а использовать свой резерв сырья, добытого из «трудных» нефтегазоносных слоев, для экономической экспансии – не логично. Поэтому в ближайшем будущем следует ожидать другого сценария: США в результате роста потребления углеводородов начнут импортировать СПГ с терминалов Катара и других стран. Это определённый шанс для России занять свою нишу на рынке СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Кроме того, ожидается, что тотальный перевод к 2018 г. угольных котельных в Китае на природный газ, авария и последующие инциденты на ядерных электростанциях в Японии (лидера по потреблению СПГ) в ближайшем будущем сделают эти страны основными точками ро-



Перспективными остаются поставки за рубеж универсального базового газохимического полупродукта – метанола, который можно использовать для синтеза целого ряда химических веществ (в том числе по технологии метанол в олефины – methanol to olefins).

ста спроса на него. В этих условиях Россия за счёт реализации шельфовых проектов (по оценкам экспертов, до 85% отечественных запасов углеводородов находится именно на шельфе) сможет обеспечить газом страны-импортёры на долгие годы.

Для США разумнее было бы увеличить потребление газа путём возобновления закупок у Катара с последующим наращиванием производства высокотехнологичной продукции с высокой добавленной стоимостью. Таким образом, можно было бы увеличить национальный экспорт при сохранении резервов своего сланцевого газа на будущее, когда у других стран начнут заканчиваться углеводороды. Иными словами, Соединённым Штатам предпочтительнее сконцентрироваться на выпуске высокотехнологичных товаров, чтобы «обменивать» их на международных рынках на углеводороды, а не покупать их в долг.

В условиях быстрой эволюции Китая американцам следует производить обмен, ориентируясь на тот сегмент, который рассчитан на прихотливого потре-

Табл. 1. Динамика внешнеторгового баланса мирового рынка метанола, тыс. т

	Нетто-импорт			Нетто-экспорт		
	2006 г.	2015 г.	Средний темп прироста, %	2006 г.	2015 г.	Средний темп прироста, %
Всего	12071	25532	–	12071	25558	–
Европа	4967	7983	1,69	–	–	–
Северо-Восточная Азия	7104	17549	10,6	–	–	–
Россия	–	–	–	1567	5327	3,89
Ближний Восток	–	–	–	4 979	13465	1,00
Прочие	–	–	–	5525	6766	10,6

Источник: СМАИ.

бителя. Мощные американские автомобили и грузовики, передовая электроника, высокотехнологичные самолёты, космическая техника и вооружение – вот те направления, которые они могут развивать, не конкурируя в среднем и недорогом сегменте, который заполняют китайская, японская и другая азиатская продукция, а также товары с Ближнего Востока.

ПРЕИМУЩЕСТВА «СОВЕТСКОЙ МОДЕЛИ»

Конкурентоспособность некоторых продуктов российского экспорта поддерживается низкой ценой на газ, заложенной в их стоимость. Это компенсирует высокую электроёмкость отечественной экономики и относительно невысокий технологический уровень. Зачем уходить от такой экономики, когда есть возможность её развивать?

Перспективными остаются поставки за рубеж универсального базового газохимического полупродукта – метанола, который можно использовать для синтеза целого ряда химических веществ (в

том числе по технологии метанол в олефины – methanol to olefins). Следует также развивать экспорт «псевдогаза» в виде азотных удобрений.

Перспективна переработка метанола в диметиловый эфир (ДМЭ), который способен использоваться в качестве автомобильного топлива. Китай активно развивает данное направление. В будущем следует ожидать перехода стран с плохой экологией на закупку экологически чистых видов горючего, таких как ДМЭ, у других государств. Но, поскольку выпуск даже «экологичного» топлива наносит вред окружающей среде, рациональнее перенести его в удалённые и малозаселённые районы.

По оценке российских экспертов, к 2015 г. дефицит метанола в КНР может достичь 5–9,6 млн т (14–20% внутреннего спроса). В ближайшие годы в Китае будет запущено в эксплуатацию несколько крупных производств метанола, что, возможно, приведёт к некоторому снижению дефицита. Его размер станет определяться рядом производственных факторов, прежде всего сырьевым обес-

печением. С точки зрения перспективности сбыта метанола интересно посмотреть на динамику внешнеторгового баланса, рассчитанную компанией CMAI (см. табл. 1).

Процесс реиндустриализации и увеличения конкурентоспособности национальной экономики можно осуществить с помощью «советской модели», которая была ориентирована на дешёвый природный газ. Любое производство, получившее доступ к данному ресурсу, автоматически получит преимущество на международных рынках.

Агрегировано внутренние цены на природный газ в России в 2013 г. срав-

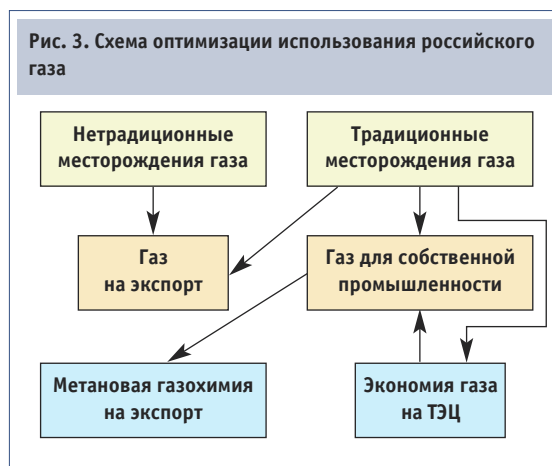


Табл. 2. Преимущество и недостатки использования природного газа

Объект воздействия	Преимущества	Недостатки замены на газ (сложность замены)
Перевод на газ двигателей внутреннего сгорания в легковых автомобилях, грузовом, общественном автотранспорте и морском транспорте	Большие ёмкости, пробег при том же объёме топлива и мощность, низкие эксплуатационные затраты, меньше CO ₂ и других выбросов в атмосферу	Высокая проникающая способность газа, опасность в связи с высоким давлением при хранении
Замена устаревших газовых турбин на ТЭЦ	Экономия газа (меньший расход газа в текущем времени – получение прямого эффекта от его экспорта)	Сложность процесса модернизации из-за большого количества собственников ТЭЦ
Строительство ветряных генераторов	Возобновляемый источник энергии	Экологическая опасность для птиц

Источник: CMAI.

нялись с американскими. В США они составили около 120 долларов за 1 тыс. м³, если не учитывать сезонность и зимний перепад цен в 10 раз, связанный с аномально низкими температурами³. В современных условиях остаётся нерешённым вопрос о том, где России найти «дешёвый» природный газ, чтобы поддержать конкурентоспособность отечественной экономики.

Источник дешёвого газа для России

В современных условиях не страны-экспортёры сидят на «нефтяной и газовой иглах», а государства-импортёры. Первые могут использовать свои ресурсы для развития и поддержания экономики на плаву. А вторым приходится «выжимать» из недр последние газ и нефть, которые остались в сланцах (или использовать другие экзотические источники углеводородов, такие как арктический шельф и гидраты), чтобы сохранить конкурентоспособность собственной эконо-

мики на фоне быстро развивающихся мировых экономических центров. Углеводороды – второй по значимости фактор после человеческого капитала для любой экономики.

Сегодня для поддержания прежнего уровня экспорта не остаётся вариантов, кроме как бурить очень глубоко или добывать газ на шельфе. Однако для России самый перспективный путь повышения эффективности внутреннего производства – замена устаревших газовых турбин на современные, то есть увеличение КПД ТЭЦ⁴. Конечно, нельзя отказываться от арктического шельфа – на современном этапе погодные условия благоприятны для его разработки, поэтому нужно максимально использовать период этих климатических изменений. Причём параллельно для повышения эффективности экономики за счёт высвобождения дополнительных объёмов «дешёвого» газа необходимо интенсивно заменять технологически отсталые турби-

ны. Из-за их морального устаревания больше половины газа неэффективно сжигается.

Данная идея продвигалась активистами Greenpeace ещё в 2006 г., но она была незаслуженно забыта. Однако в связи со «сланцевой революцией» и необходимостью удерживать стоимость газа на внутреннем рынке на приемлемом уровне она вновь оказалась актуальной. Причём следует отбросить тот вариант, когда замена газовых турбин идёт в ущерб инвестициям в разработку арктического шельфа.

Экономия расхода газа приведёт к значительному мультипликативному эффекту в экономике. Основная сложность будет заключаться в том, как заставить собственников ТЭЦ менять турбины. Это может быть некий законодательный механизм, предполагающий использование государственно-частного партнёрства. Однако нужно чётко осознавать необходимость «принуждения к модернизации».

По самым скромным оценкам, за счёт повышения КПД мы в состоянии увеличить суммарную мощность ТЭЦ в 1,6–1,7 раза. Импульсом для развития новой российской экономики может стать оптимизация по схеме, представленной на рис. 3.

При этом также интересно рассмотреть основные преимущества и недостатки отдельных направлений энергетической политики, которые способствуют расширению сфер использования газа или же экономии данного ресурса (см. табл. 2).

Следует отметить, что сибирскими учёными разрабатываются механизмы и система оптимизации инвестиций в разработку трудноизвлекаемых запасов газа и нефти и модернизацию ТЭЦ для получения эффекта от использования высвобожденного газа.

Может сложиться впечатление, что данная статья основана на противоречивой теории, но при детальном рассмотрении, пожалуй, станет понятно, что все доводы подчинены логике и не противоречат духу американского прагматизма. ■

³ Средняя цена экспорта российского газа в 2013 г. составила 380 долларов за 1 тыс. м³. Цены в США – 132 доллара. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/118120>

⁴ Износ оборудования – системная проблема всей электроэнергетической отрасли // Электроэнергетический рынок. 2011. № 3(39). Май – июнь. URL: <http://market.elec.ru/nomer/36/iznos-oborudovaniya-sistemnaya-problema-vsej-elekt/>

offshore
marintec
 **RUSSIA**

Российская специализированная выставка и конференция
по судостроению и развитию инфраструктуры континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

7-10 октября 2014

— Санкт-Петербург —

www.offshoremарintec-russia.ru



Контакты: тел. +7(812) 320 80 15
Email: frolova@restec.ru

<http://offshoremарintec-russia.ru/>

Наши
мероприятия



NAVALSHORE
MARINTEC SOUTH AMERICA
Technological Marine Event in Santos Conference



Генеральный спонсор



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
РЕСТАЭК

Организаторы



marintec
INDONESIA

SEA
JAPAN
FORUM

ENERGY
FORUM
2014

Интриги арктического шельфа



Освоению углеводородных ресурсов северных морей РФ препятствует целый ряд как объективных, так и субъективных фактов

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Нынешний год, возможно, станет переломным в деле освоения углеводородных ресурсов российского арктического шельфа. За последние несколько лет «Роснефть» и «Газпром» накопили чуть ли не сотню лицензий на изучение и разработку морских блоков и провели там серию геологических исследований. А в декабре прошлого года на Приразломном месторождении была добыта первая нефть на арктическом шельфе РФ. В ближайшие несколько лет госкомпании планируют перейти к масштабным ГРП, пробурить ряд поисковых и разведочных скважин и постепенно начать ввод в эксплуатацию новых месторождений. Но эксперты предупреждают, что этой деятельности будет препятствовать целый ряд обстоятельств, связанных как с экономикой проектов, так и с отсутствием необходимых технологий и изъянами административно-правового регулирования освоения шельфа. В ходе «круглого стола», состоявшегося в пресс-центре РИА «Новости», специалисты различных профилей поделились своими опасениями на этот счёт.

Лоскутное одеяло ГОСРЕГУЛИРОВАНИЯ

Оценки ресурсов российского арктического шельфа различаются на порядок – от 10 до 100 млрд т в нефтяном эквиваленте. Но в любом случае это весьма значительные объёмы, способные повлиять на развитие всей мировой энергетики.

Как сообщил заведующий лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Института проблем нефти и газа (ИПНГ) им. И. М. Губкина, член-корреспондент РАН Василий Богоявленский, на российский сектор приходится 42% запасов нефти и 91,2% газа всей мировой Арктики. Такие высокие показатели обусловлены тем, что РФ владеет более 50% арктических территорий и акваторий. К тому же геологические условия формирования углеводородных залежей у нас более благоприятны, чем у побережья Аляски и Норвегии. Однако эти факторы отчасти нивелируются более сложными природно-климатическими условиями в северных морях России.

Учёный не сомневается, что уже к концу нынешнего года объём запасов в Российской Арктике придётся пересматривать в связи с открытием новых залежей в Карском море. Сейчас «Роснефть» ведёт там буровые работы, которые наверняка увенчаются обнаружением очень большого газового месторождения, а если скважина пойдёт глубже, то могут быть найдены и крупные запасы нефти.

Но насколько будут востребованы эти ресурсы? Председатель Комитета Госдумы РФ по энергетике Иван Грачёв абсолютно уверен в том, что в обозримой перспективе глобальный спрос на углеводороды будет расти. При этом никакая «сланцевая революции» не отменит необходимости увеличения производства «классических» нефти и газа. Тем более что широкомасштабная разработка сланцевых ресурсов в Европе, скорее всего, так и не начнётся. Соответственно, это означает, что придётся активно осваивать арктический шельф.

Но при этом встаёт важная проблема – отсутствие единой управляющей структуры, «национального интегратора» для управления шельфовыми проектами. По мнению И. Грачёва, уже в ближайшие месяцы необходимо внести изменения как минимум в десяток федеральных законов и других нормативно-правовых актов: Таможенный, Градостроительный, Земельный, Регистрационный ко-

дексы, Закон «Об электроэнергетике» и т. д. При соблюдении традиционных процедур соответствующие законопроекты попадают в семь – десять различных комитетов. В результате будут предложены несинхронизированные поправки, противоречащие друг другу с вероятностью в 100%. Следовательно, законотворческую деятельность надо скоординировать. Необходимо выбрать базовый комитет, который по мере необходимости начнёт привлекать специалистов из других подразделений Госдумы. При этом, чтобы избежать споров и конфликтов между руководителями отдельных комитетов, окончательные решения по законопроектам должны приниматься на уровне председателя Госдумы.

Аналогичная проблема возникает и на уровне правительства, где совершенствованием нормативной базы в короткие сроки должны заниматься до десятка министерств и ведомств. И согласование там будет идти ещё тяжелее и дольше, чем в Госдуме. Поэтому и тут требуется некая координирующая структура. Однако если она будет иметь статус комитета или агентства, то не сможет принимать решения, исполнение которых стало бы обязательным для других ведомств. Неизбежно начнут возникать противоречия на уровне министров и заместителей председателя правительства, и в роли арбитра способен выступить только президент. Поэтому желательно, чтобы эта структура напрямую выходила именно на первое лицо государства. Для того чтобы «не множить сущности», можно наделить функциями «национального интегратора» уже существующую Комиссию по ТЭК при президенте.

О плохой координации деятельности в Арктике упомянул и заместитель директора Института географии РАН профессор Аркадий Тишков. Сегодня, по его мнению, каждая компания – сама себе министерство в «своём» регионе. Местные власти не имеют права регулировать освоение шельфа, поскольку это прерогатива федеральных органов. А функции последних слишком раздроблены или же наоборот излишне «сконцентрированы». Так, Минприроды одновременно отвечает за развитие геологоразведки и за экологическую безопасность. То есть оно заинтересовано и в увеличении объёмов бурения, и в сохранении природной среды, а эти цели не всегда совпадают.

Такое «лоскутное одеяло» в сфере государственного регулирования препятствует эффективному освоению шельфа.

Поэтому нужен единый федеральный орган, который будет заниматься решением данных проблем. Негативным фактором является и то, что Госдума уже почти два десятилетия никак не может принять закон об Арктической зоне, который предусматривает конкретные суммы финансирования социально-экономического развития арктических территорий.

«ЛУННЫЕ ГОРОДКИ» для Арктики

Какие задачи должен решать единый координирующий орган? Прежде всего, это организация опережающих геологических исследований. Сегодня данная сфера запущена. В ряд регионов Арктики уже более 50 лет «не ступала нога учёного». И это приводит к печальным, а порой даже комичным последствиям. Был случай, когда об извержении вулкана в российском секторе Арктики отечественные геофизики узнали от своих аме-

Оценки ресурсов российского арктического шельфа различаются на порядок – от 10 до 100 млрд т в нефтяном эквиваленте. Но в любом случае это весьма значительные объёмы, способные повлиять на развитие всей мировой энергетики.

риканских коллег и лишь после этого начали исследования. «Так и новые острова могут появиться, а мы не узнаем!» – иронизирует А. Тишков.

Не лучше обстоят дела и в сфере мониторинга биологического разнообразия окружающей среды. Российские учёные даже не знают, сколько в Арктике водятся белых медведей, не говоря уже о других, менее «примечательных» животных. Минприроды обещает провести подсчёты к 2018 г., но тогда на шельфе уже будут стоять буровые платформы. А в идеале требуется прежде изучить состояние природы, затем понять, как могут повлиять на неё нефтегазовые проекты, и лишь тогда давать добро на их реализацию. В России же по-прежнему делают ставку не на превентивные, а на компенсационные меры, то есть сначала разрушают природную среду, а потом думают, как её восстанавливать. Для примера, на Аляске почти 50% территории отнесено к охраняемым зонам, а у нас на Севере – лишь 6%. Необходимо довести этот показатель хотя бы до нескольких десятков процентов.

Кроме того, требуется на законодательном уровне чётко определить границы Арктической зоны. Для чего это нужно? На основе такого разграничения необходимо ввести особый режим хозяйствования в Арктике, предусматривающий применение специализированных технологий и оборудования. То есть в данных регионах не должна эксплуатироваться техника, не получившая соответствующих допусков. Естественно, в этом случае придётся разрабатывать пакет особых арктических технологий. И у России для этого есть все возможности – ей не надо «ходить с протянутой рукой» и пытаться найти необходимые технологии за рубежом.

В последние десятилетия в Российской Арктике была фактически разрушена система мониторинга климата. Достаточно бегло взглянуть на мировую метеорологическую карту, чтобы убедиться – за рубежом зона Арктики покрыта густой се-

тью метеостанций, а у нас их осталось от силы четыре-пять. В результате сегодня невозможно дать точный погодный прогноз по данному региону.

По мнению А. Тишкова, по всей Арктике – от Баренцбурга до Анадыря – необходимо создать как минимум 12 комплексных межведомственных станций – своеобразные «арктические лунные городки», где «под одним стеклянным куполом» собраны представительства как минимум 15 различных ведомств: Росгидромета (проведение метеорологических исследований), МЧС (предотвращение и ликвидация разливов нефти), ФСБ (пограничное оформление), Академии наук (мониторинг состояния природы), Минтранса (диспетчерское обеспечение для арктической авиации и Северного морского пути) и т. д. Пока же каждая из этих структур норовит построить собственную «избушку», что повышает затраты на освоение Арктики.

Большой проблемой является и подготовка кадров для арктических проектов. В настоящее время даже операторов на буровые установки для ряда крупных проектов приходится «выписывать» из-за рубежа. Экологический консалтинг также обеспечивают в основном иностранные компании.

Таким образом, слабость госрегулирования неизбежно влечёт за собой вторую, ещё более масштабную проблему – недостаточную защищённость Арктики перед лицом грядущей «углеводородной лихо-

радки». С одной стороны, сегодня ведущие нефтегазовые компании вкладывают в обеспечение экологической безопасности своих проектов больше средств, чем вся страна в целом. Так, у «ЛУКОЙЛа» (осваивающего, правда, Каспий, а не Арктику) эта сумма доходит до 500 млн долларов в год. И такая экологическая ответственность недропользователей не может не радовать. Но, с другой стороны, удивляет пассивность государства в сфере защиты окружающей среды. Между тем, именно экологическая безопасность должна стать главным критерием оценки арктических проектов. Так, в Норвегии обязательным условием их реализации является... сохранение численности белых медведей. Аналогичный подход нужен и в России.

Правда, И. Грачёв предостерег от излишних иллюзий в данной сфере. Он напомнил, что в США для стимулирования добычи сланцевых нефти и газа пошли на большие изъятия из экологического законодательства. Американские власти решили, что с точки зрения национальных интересов важнее обеспечить реиндустриализацию на базе дешёвого сырья, нежели неукоснительно соблюдать экологические нормы. И России также надо найти свой баланс между экономическими и природоохранными соображениями.

АРКТИКУ АРШИНОМ ОБЩИМ НЕ ИЗМЕРИТЬ

При обсуждении перспектив добычи углеводородов в северных морях РФ многие эксперты и СМИ уделяют особое внимание проблеме разграничения данной зоны между приарктическими государствами. Однако, как заявил вице-президент Российской ассоциации морского права профессор Александр Вылегжанин, рассуждения о том, что границы в Арктике являются спорными, – не более чем миф. *«Границы арктического шельфа – это вопрос международного права. Ему, как и всякому праву, свойственна некотораяcontestatелность. И есть разные подходы к уточнению границ, но сам статус Арктики давно определён»,* – поясняет учёный.

В реальности не существует никакой «Комиссии ООН по границам шельфа», о которой нередко упоминается в СМИ. Имеется лишь сугубо техническая комиссия, сформированная на основе Конвенции по морскому праву от 1982 г. Но далеко не все государства участвуют в этой конвенции, и она не является главным документом, определяющим статус Арктики. Да, некоторые неарктические страны предлагают признать её таковой и тем са-



мым уравнивать Арктику в правовом отношении, например, с Индийским океаном. Эта позиция просматривается в документах НАТО и Европейского союза.

Суть Конвенции-1982 – введение концепции «общего наследия человечества», то есть выделение «ничейных» секторов, которые не могут быть разграничены между отдельными государствами. Наверное, применительно к другим океанам это и справедливо. Но, как подчёркивает А. Вылегжанин, *«Арктику аршином общим не измерить»*. Северный Ледовитый океан значительно отличается от других океанов: он самый мелководный и самый маленький по площади, здесь присутствует многовековая ледяная шапка, а побережье «замкнуто» территориями всего пяти государств. В силу этих особенностей и сложилась практика, согласно которой обычные нормы международного права здесь играют главную роль, превалируя над упомянутой конвенцией. И такой подход был подтверждён Илулиссатской декларацией от 2008 г., подписанной пятью арктическими государствами.

В Арктике существуют как минимум четыре разграничительные линии, проведённые отдельными государствами или же установленные международными соглашениями. В 1825 г. Российская империя и Великобритания заключили конвенцию о разграничении между Русской Америкой (Аляской) и английским доминионом Канадой. А в 1867 г. положения этого документа были учтены в договоре между Соединёнными Штатами и Россией об уступке владений в Северной Аме-

рике. То есть граница на шельфе между США и РФ установлена действующими международными конвенциями.

Две другие секторальные границы определены национальными законодательствами. Это закон Канады 1825 г. и постановление Президиума ЦИК СССР от 15 апреля 1926 г. Эти документы не имели непосредственного отношения к шельфу, но в международном праве нет запрета на использование границ, проведённых с другими целями, для разграничения шельфа. И эта мысль неоднократно подчёркивалась в решениях международного суда.

«Но 1990 годы были не только “лихими” для бизнеса, но и отнюдь не простыми для внешней политики. Мы очень многое некритически брали из натовской политики. За основу были взяты не широкая мировая правовая база, не обычные нормы международного права, которые более соответствовали интересам РФ, а только 76 статья Конвенции 1982 г., к которой наша страна присоединилась в 1997 г. (что, по моему мнению, было ошибкой)», – отмечает А. Вылегжанин.

И на базе этого решения Министерство природных ресурсов «нарисовало» «самоограничительную» линию, глубоко вдающуюся в наш арктический сектор. То есть фактически Россия добровольно отказалась от значительного участка шельфа. И ей повезло, что эта граница не была одобрена вышеупомянутой комиссией и, соответственно, сегодня она не является юридически обоснованной.

Между тем, многие арктические страны при определении границ шельфа от-

дают предпочтение не Конвенции от 1982 г., а другим актам международного права. Например, Дания использует принцип разграничения шельфа по срединной линии, закреплённый в Конвенции о континентальном шельфе от 1958 г. В этом случае в силу наличия Гренландии в рамках датского континентального шельфа оказывается даже Северный полюс.

Если Россия будет разграничивать свой континентальный шельф по срединной линии, то в него однозначно войдут те площади, от которых она фактически откасалась, слепо следуя положениям Конвенции от 1982 г. Тот же самый эффект получим, если будем использовать и ещё один бытующий в международной практике механизм – разграничение по секторальному принципу.

Имея самое протяжённое арктическое побережье, Россия может на базе «общего» международного права осуществлять юрисдикцию на самой большой площади континентального шельфа. Это гораздо лучше, чем отстаивать перед упомянутой комиссией свои границы на базе Конвенции-1982. Тем более что одно из арктических государств – США – так и не присоединилось к этой конвенции и не признаёт концепцию «общего наследия человечества».

ПРОЕКТЫ НА ГРАНИ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Но сможет ли Россия эффективно эксплуатировать свои арктические просторы? По мнению профессора кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина Александра Дзюбло, в обозримом будущем у нас реально не хватит сил, чтобы полноценно разрабатывать шельф. «Роснефть» и «Газпром» взяли на себя большие лицензионные обязательства перед государством, но для их выполнения надо владеть, во-первых, большими финансами, во-вторых, современными технологиями, в-третьих, специализированным флотом, в-четвёртых, обученными кадрами. Пока все эти ресурсы имеются в весьма ограниченном объёме.

Правда, отечественные компании пошли по пути интеграции с зарубежными партнёрами – американскими, японскими, европейскими, китайскими и другими корпорациями. И такое решение, как полагает А. Дзюбло, является весьма правильным и своевременным. С этим согласен и Иван Грачёв. Он напоминает, что стоимость освоения Арктики приближается к 1 трлн долларов и, если Россия бу-

дет заниматься этим в одиночку, у неё не останется средств на реализацию других проектов в экономике.

Но, несмотря на помощь иностранцев, недостаток технических ресурсов уже ощущается, прежде всего не хватает буровых установок. Согласно программе Минприроды, к 2021 г. необходимо пробурить 290 различных скважин, без которых невозможно обнаружить месторождения. А от их открытия до начала промышленной добычи проходит, как правило, 10–15 и даже более лет. Поэтому не надо рассчитывать на быструю отдачу от шельфовых проектов. В лучшем случае добыча нефти в северных морях (в Арктике и у побережья Сахалина) к 2030 г. выйдет на 30 млн т.

В свою очередь, руководитель Дирекции по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра при правительстве РФ Александр Курдин обращает внимание на то, что экономика арктических месторождений непростая. Отечественным компаниям в ближайшее время придётся действовать в жёсткой конкурентной среде. Что бы ни говорили «сланцевые скептики», США в последние годы увеличивают добычу на 1 млн баррелей в сутки, что эквивалентно 50 млн т в год, или 10% российского производства «чёрного золота». Из-за «сланцевой революции» ряд российских проектов, в первую очередь Штокман, поставлены под угрозу или отложены на весьма отдалённые сроки.

Будет ли арктическая нефть конкурентоспособна? По оценкам Международного энергетического агентства, себестоимость её извлечения составит от 40 до 100 долларов за баррель. Конечно, 100 долларов – это показатель для наиболее сложных проектов, до осуществления которых ещё далеко. Но и 40 долларов – не такая маленькая цифра. Сейчас в РФ издержки нефтедобычи составляют около 20 долларов за баррель. А по первому шельфовому проекту, Приразломному, они достигают 30 долларов. К тому же в России велика доля налогов в конечной стоимости нефти. И если при мировой цене в 100 долларов за баррель налоги и экспортная пошлина составят, условно говоря, 50 долларов, а себестоимость – 40 долларов, то где брать деньги на инвестиции? Если же издержки окажутся выше, то ситуация станет ещё более сложной.

По газу складывается аналогичная ситуация: издержки на шельфе достигнут 150 долларов за 1 тыс. м³, в то время как сейчас даже по самым дорогим проектам

они находятся на уровне 100 долларов или чуть больше.

В прошлом году правительство ввело льготы (по НДС, экспортным пошлинам, налогу на имущество, НДС и т. д.) для ряда категорий нефтегазовых проектов, в том числе и для шельфовых. Эти меры ложатся серьёзным бременем на госбюджет, но делают арктические проекты экономически обоснованными. Хотя даже при использовании льгот некоторые из них остаются на грани прибыльности. Согласно исследованиям Аналитического центра, ряд крупных проектов (в частности, разработка Университетской структуры в Карском море) при прежних налоговых условиях уходил в глубокий убыток, а с учётом принятых налоговых льгот их рентабельность будет на нуле. К тому же нет уверенности, что нынешняя относительно благоприятная конъюнктура мирового нефтяного рынка сохранится и в ближайшие годы.

Поэтому надо не бросаться скопом штурмовать Арктику вне зависимости от того, сколько это будет стоить, а рассматривать каждый проект с точки зрения издержек добычи, а также экологических и социальных факторов.

Причём следует учитывать и возможные отечественные альтернативы шельфовым ресурсам. Как отметил заместитель директора ИПНГ Василий Богоявленский, Россия традиционно богата ресурсами и запасами на суше – в Западной Сибири, а также в малоосвоенной Восточной Сибири. И сейчас 96% запасов расположены именно на суше и только 4% – в море (в том числе 2% – в Арктике). Кроме того, в стране имеются огромные залежи нетрадиционных углеводородных ресурсов (в первую очередь, баженовской свиты). В прошлом году американские учёные поставили Россию на первое место в мире по данному показателю. То есть при анализе перспектив шельфовых проектов надо рассматривать и возможности получения углеводородного сырья из других источников.

Таким образом, набранные темпы работ на шельфе, с одной стороны, внушают оптимизм. Но, с другой стороны, целый ряд нерешённых проблем могут не только затормозить данную деятельность, но и сделать её бессмысленной с экономической точки зрения и вредной – с экологической. Чтобы этого не произошло, как раз и необходим «общенациональный интегратор», который мог бы трезво взвесить все аргументы «за» и «против» и взять на себя принятие решений по конкретным проектам. ■



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



cutting through complexity

Две стороны одной бухгалтерии

Несмотря на все трудности, с которыми сталкивается бухгалтерское сообщество, в России продолжается параллельное соуществования учёта по РСБУ и МСФО

Дискуссия о переходе России на международные стандарты финансовой отчётности (МСФО) вместо российских длится уже не один год. Отдельные нормы МСФО периодически внедряются как изменения к положениям по бухгалтерскому учёту (ПБУ), однако такое неполное заимствование часто приводит к тому, что в российском учёте возникают лишь дополнительные вопросы и трудности.

Наглядный пример таких последствий – ПБУ 8/2010 «Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы». Вот уже третий год положения этого документа являются причиной многих дискуссий в российском нефтегазовом сообществе, поскольку грозят компаниям возможными дополнительными налоговыми начислениями

ДОБИТЬСЯ СОВПАДЕНИЯ НЕ УДАЛОСЬ

Ещё в 2011 г., изменив требования ПБУ 8/2010, российское бухгалтерское законодательство потребовало от составителей отчётности при постановке на учёт включать в стоимость объектов основных средств обязательства, связанные с выбытием нефтегазовых активов (расходы на демонтаж и ликвидацию). Вероятно, что основанием введения подобных изменений в российские стандарты бухгалтерского учёта стали требования

МСФО и ОПБУ США (US GAAP) (считается, что именно US GAAP заменяют отсутствующие в МСФО отраслевые стандарты в части учёта в нефтегазовой отрасли).

Следует отметить, что авторы зарубежных стандартов тоже не так давно пришли к идее о включении расходов по выбытию в стоимость актива. Например, американский стандарт US GAAP 143 «Обязательства, связанные с выбытием активов» был принят в США в 2001 г., а поправки к МСФО 16 «Основные средства» вместе с соответствующими разъяснениями о признании в составе стоимости объекта величины ликвидационных обязательств – лишь в 2004 г.

Кроме того, в американских стандартах и разрешающих использовать их в нефтегазовой отрасли международных стандартах отдельное внимание уделяется учёту особенностей деятельности нефтегазового комплекса, в то время как РСБУ не содержат такого положения. Так, US GAAP и МСФО предусматривают амортизацию нефтегазовых месторождений как имущественного комплекса пропорционально объёмам извлекаемых запасов нефти и газа. При этом отечественные стандарты предполагают пообъектную амортизацию основных средств, поскольку в российском учёте невозможно классифицировать месторождения в качестве объектов основных средств.

Казалось, принятый российский стандарт должен повторять требования международных стандартов, однако изменения в ПБУ 8/2010 не установили механизма, с помощью которого можно отразить обязательства по основным средствам в нефтегазовой отрасли, уже существующим на дату принятия нормативного акта.

Помимо того, российские стандарты ещё и закрепили отличающийся от зарубежного порядок учёта изменения этих обязательств – не через движение балансовых статей, а с использова-

нием отчёта о финансовых результатах. В итоге, несмотря на все ожидания, совпадения в положениях российского учёта и МСФО так и не произошло, а у отечественного бухгалтерского и аудиторского сообщества нефтегазовой отрасли появились новые вопросы: как применять законодательное нововведение, учитывать введённые требования и отражать основные средства в учёте?

ДВА КАМНЯ ПРЕТКНОВЕНИЯ

Больше всего вопросов у российских бухгалтеров и аудиторов возникло по двум ключевым моментам. Во-первых, ПБУ 6/01, регулирующее непосредственно учёт основных средств, напрямую запрещает изменение первоначальной стоимости основных средств, за исключением конкретных случаев. В то же время на дату изменения ПБУ 8/2010 на балансе крупнейших нефтегазовых компаний уже существовали миллионы объектов основных средств с сформированной первоначальной стоимостью. В связи с этим возникает вопрос о том, каким образом теперь учитывать обязательства, связанные с выбытием, по введённым ранее основным средствам.

Во-вторых, в нефтегазовой отрасли значительное количество объектов основных средств (может достигать до 20% от общего числа) полностью амортизированы и имеют нулевую балансовую стоимость, но при этом они продолжают успешно работать, и их ликвидации в обозримом будущем не предполагается. Следовательно, возникает вопрос: как данные обязательства должны отражаться в российском учёте.

И, наконец, отечественное законодательство не требует от нефтяников обязательной ликвидации отдельных объектов основных средств, а подразумевает, как минимум, закрытие месторождения или же предприятия как имущественного комплекса в целом. Так, если одна из скважин отслужила своё и теоретически подлежит ликвидации, нефтяники могут дожидаться, когда все остальные скважины также отработают и произойдёт истощение запасов, – тогда можно будет полностью закрывать месторождение и нести затраты по ликвидации. При этом Законом «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1 предусмотрено, что недропользователь обязан приводить участки земли после разработки в состояние, пригодное для их дальнейшего использования. А лицензия на пользование недрами, в свою очередь, должна содержать порядок и сроки подготовки проектов ликвидации. В то же время, согласно закону, обязательная ликвидация и консервация месторождения связаны с истечением срока действия лицензии или досрочным прекращением пользования недрами. В результате получается, что требования бухгалтерского учёта не соответствуют полностью реалиям операционной деятельности нефтегазовых компаний: нет необходимости привязывать обязательства к отдельному объекту нефтегазовых основных средств, отражённому в российском бухгалтерском учёте.

ЗА НАЛОГОВЫЕ РИСКИ ПЛАТЯТ НЕФТЯНИКИ?

Ситуацию также осложняют требования налогового законодательства. Налог на имущество предприятий рассчитывается от балансовой стоимости основных средств. Соответственно увеличение стоимости основного средства на сумму обязательств по ликвидации и демонтажу неизбежно повлечёт за собой рост налога на имущество. Учитывая, что нефтегазовая отрасль является весьма капиталоемкой, с большим количеством основных средств, повышение налога на имущество может стать для нефтегазовых компаний очень существенным.

Кроме того, по мнению представителей отрасли, данный подход идёт вразрез с самой сущностью налога на имущество,

при расчёте которого всегда использовалась фактическая стоимость основного средства, а не оценка величины будущих расходов.

Сейчас многие российские эксперты полагают, что нефтегазовые предприятия должны относить рассматриваемые в соответствии с ПБУ 8/2010 расходы на ликвидацию объектов основных средств на стоимость актива. При этом, поскольку в российском бухгалтерском учёте нет установленного способа отражения подобного рода обязательств, предприятия могут разработать его самостоятельно. На практике нефтегазовые компании склоняются к учёту таких активов в составе стоимостной оценки соответствующей лицензии в качестве иных расходов, непосредственно связанных с обеспечением условий для использования лицензии в запланированных целях, или в качестве расходов будущих периодов в составе прочих внеоборотных активов.

Учитывая неопределённость по поводу способов учёта обязательств по ликвидации, связанные с этим риски формирования дополнительной налоговой базы по налогу на имущество, а также большое количество обращений компаний к законодательным и регулирующим органам, на помощь бизнес-сообществу пришла Государственная Дума РФ. Так, 21 марта 2014 г. депутаты приняли следующее изменение законодательства по налогу на имущество: *«В случае, если остаточная стоимость имущества включает в себя денежную оценку предстоящих в будущем затрат, связанных с данным имуществом, остаточная стоимость указанного имущества ... определяется без учёта таких затрат».*

Это изменение затем было направлено в Совет Федерации, который 26 марта 2014 г. также одобрил законопроект, содержащий данную поправку, после чего 2 апреля соответствующий документ подписал президент РФ.

Таким образом, активное участие бизнес-сообщества и регулирующих органов в решении этой проблемы позволило снять проблему дополнительных налоговых обязательств, которые могут возникнуть в результате применения ПБУ 8/2010, начиная с 2015 г. Но период с 2011-го по 2015 год так и остаётся неурегулированным и продолжает вызывать опасения нефтегазовых компаний.

По-прежнему нерешённым является вопрос о способе учёта обязательств по выбытию нефтегазовых активов в российском бухгалтерском учёте. Поэтому регулирующие органы по различным причинам могут оспорить любые подходы к учёту подобных обязательств.

Кроме того, учитывая текущую экономическую ситуацию в стране и мире, всё чаще слышны разговоры о том, что расчёт дивидендов для государственных компаний, возможно, будут производить компании с государственным участием от прибыли в отчётности по РСБУ, а не по данным консолидированной отчётности по МСФО. Получается, что таким образом отчётность по РСБУ заново приобретёт когда-то утраченную значимость.

Рассматриваемая ситуация вот уже несколько лет создаёт излишние трудности и риски для бухгалтеров нефтегазовых компаний. Кроме того, она также наглядно показывает, что практика многих стран, внедривших полный текст МСФО в качестве национальных стандартов учёта, оказалась значительно эффективнее попыток переписать отдельные части МСФО и включить их в местные нормы бухгалтерского учёта. Сейчас ключевые пользователи отчётности – инвесторы и акционеры – не воспринимают РСБУ как полностью достоверную общепринятую систему бухгалтерского учёта. А вопрос целесообразности наличия и параллельного сосуществования учёта по РСБУ и МСФО пока так и остаётся открытым. ■

Газовый конденсат 2014

19 мая, Отель «Балчуг Kempinski Москва»

Программа конференции также предусматривает обсуждение следующих основных вопросов:

- Перспектива роста добычи и переработки НГК в РФ
- Баланс спроса и предложения на ШФЛУ в РФ
- Экспортно-импортные операции на рынке газового конденсата
- Развитие логистической инфраструктуры
- Таможенно-тарифное регулирование газового конденсата и продуктов его переработки
- Промышленная безопасность объектов добычи и переработки газового конденсата

Буровая и промысловая химия 2014

26 мая, Отель «Балчуг Kempinski Москва»

ЗАО «КРЕОН ЭНЕРДЖИ», ведущая российская консультационная компания в сфере нефтегазохимического комплекса, приглашает Вас принять участие в Третьей Международной конференции «Буровая и промысловая химия 2014», которая состоится 26 мая 2014 г. в отеле «Балчуг Kempinski Москва».



Как избежать «ТОЧКИ НЕВОЗВРАТА»

Российская нефтехимия нуждается в комплексной инвестиционной программе для радикального повышения её конкурентоспособности на мировом рынке

Олег БРАГИНСКИЙ,
доктор экономических наук, профессор,
заведующий лабораторией;
Георг ТАТЕВОСЯН,
кандидат экономических наук, старший
научный сотрудник
(Центральный экономико-математический институт Российской академии наук)

Нефтегазохимический комплекс (НГХК) мира по объёму выпускаемой (совместно с химикатами) продукции (около 3 трлн долларов) не уступает нефтяной промышленности. Он также обеспечивает большой социальный, экономический и экологический эффект. Первый из них заключается в создании высокотехнологичных рабочих мест, причём не только в самом НГХК, но и в сопряжённых с ним отраслях. Об экономическом эффекте свидетельствует высокая рентабельность производств. Наконец, экологический эффект достигается благодаря тому, что используются малоотходные и даже безотходные технологии, а отдельные виды продукции применяются для очистки воды, воздуха, почвы. Для НГХК характерны такие черты, как глобализация, консолидация, постоянная технологическая модернизация, инновации. А непрестанное (за очень редким исключением) превышение темпов роста НГХК над динамикой увеличения ВВП, называемое «коэффициентом опережения», является визитной карточкой этого сектора мировой экономики.

Путь к новой цивилизации

Современный НГХК представлен крупными конгломерациями высокоинтегрированных производств кластерного типа. До недавнего времени его продукция состояла из следующих групп: сырьё, ба-

зовых полупродуктов, полимеров, других химикатов и продуктов их переработки. В настоящее время расширение номенклатуры происходит в основном за счёт высоких переделов, наукоёмких и технологичных производств.

За последние несколько десятилетий произошли серьёзные структурные и территориальные изменения НГХК: в развитых странах усилилась тенденция к переходу на выпуск относительно малотоннажной, но высокотехнологичной и наукоёмкой продукции. А в развивающихся государствах внимание сосредоточено на производстве крупнотоннажной продукции массового использования.

В последние годы НГХК стремительно растёт именно в развивающихся странах, таких как Саудовская Аравия, Иран, Катар, прежде всего обладающих значительными сырьевыми ресурсами, а также в Китае, Индии, Бразилии, Южной Корее – государствах с высокими темпами роста экономики.

Крупнейшие нефтегазовые компании мира имеют в своём составе нефтегазохимические секторы. Их объёмы производства сравнимы, а в ряде случаев превышают масштабы деятельности специализированных химических компаний.

Для балансировки спроса и предложения в НГХК применяются методы тонкой настройки балансов, позволяющие уменьшить длительность цикла спада и увеличить продолжительность фазы подъёма. Постоянно осуществляется реорганизация, создаются новые центры прибыли, совершенствуются структуры управления, сочетаются государственное регулирование и рыночные механизмы.

Разрабатываются и начинают выпускаться в промышленных масштабах новые продукты (в том числе биохимических синтезов), материалы с заранее заданными свойствами, наноматериалы. Это путь к новой цивилизации, другому технологическому укладу. Можно без преувеличения сказать, что НГХК должен сыграть ключевую роль в обеспечении благополу-

ного существования людей в условиях ограниченности ресурсов планеты.

РОССИЯ ТЕРЯЕТ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ

К сожалению, отечественный НГХК обходит все отмеченные тенденции стороной. Во времена СССР по объёмам продукции он устойчиво занимал вторую позицию в мире (после США), опережая Японию и ведущие европейские страны, но ныне откатился во вторую десятку. Затухание его развития началось в 1990 годы, когда производство упало на 50%. Некоторое восстановление наблюдалось в 1998–1999 гг., но оно было неустойчивым. Подъём начался в 2000-е, однако он прервался из-за кризиса 2008–2009 гг.

В российском НГХК накопилось много проблем, и если промедлить с их разрешением, то мы можем пройти «точку невозврата». В результате по уровню производства данной продукции на душу населения Россия может быть отброшена на уровень стран третьего мира.

Основные проблемы НГХК хорошо известны и неоднократно анализировались экспертами. Перечислим основные из них:

- образовались дисбалансы между развитием производства базовых полупродуктов, нефтегазохимикатов и полимеров, а также изделий из них;

- возникло несовпадение структуры спроса и предложения продукции – первая заметно изменилась, а вторая как бы замерла на уровне конца 1980-х. В итоге внутренний рынок более или менее насыщен полимерами базовых марок, но их ассортимент узок. Наблюдается дефицит ряда полиолефинов массового использования, особенно высокотехнологичных полимеров специального назначения;

- стали всё более наглядно проявляться технологическая отсталость и высокий износ оборудования. Отрицательную динамику имеют показатели удельной ресурсо- и энергоёмкости. Качество продукции осталось невысоким;

НАША СПРАВКА

План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 г. был разработан во исполнение протокола совещания у председателя правительства РФ В. В. Путина от 13 сентября 2010 г. в Нижнем Новгороде. Документ утвержден приказом Минэнерго от 1 марта 2012 г. В 2013 г., по результатам мониторинга выполнения мероприятий данного плана, Минэнерго приступило к его актуализации.

План предполагает реализацию ряда крупных инвестиционных проектов по переработке лёгкого углеводородного сырья (этан, сжиженные углеводородные газы, нефтя) в крупнотоннажную продукцию – пластмассы, каучуки и т. д.

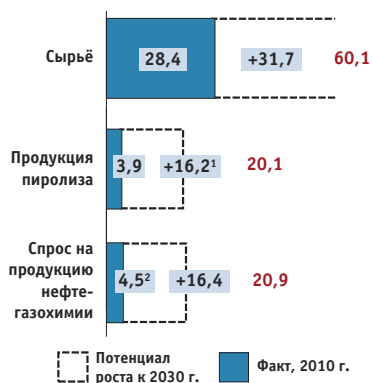
При подготовке «Плана-2030» была выявлена основная проблема отрасли – высокий потенциал роста спроса на нефтегазохимическую продукцию при явном дефиците мощностей для производства базовых мономеров (этилена и пропилена). Поэтому одной из главных целей, обозначенных в документе, является увеличение пиролизных мощностей примерно в пять раз (см. рис. 1). При этом объём доступного нефтегазохимического сырья увеличится с 28,4 до 60,1 млн т (см. рис. 2), а масштабы переработки данного сырья возрастут в 4,3 раза – с 8,7 млн т в 2010 г. до 37 млн т в 2030 г.

Как отмечают авторы документа, Российская Федерация в полной мере обеспечена углеводородами для нужд нефтегазохимии – нефтью, СУГ, этаном (см. рис. 3). При этом все планируемые кластеры являются суммарно профицитными по сырью. Правда в определённые периоды времени отдельные из них могут быть в незначительной степени дефицитными по некоторым видам сырья (например, Восточно-Сибирский кластер по СУГ или Дальневосточный по нефти). Однако данный дефицит будет носить несистематический характер и может быть покрыт за счёт поставок по железной дороге из соседних кластеров. Для повышения гибкости кластеров предлагается создавать пиролизные мощности, работающие на смешанном сырье (СУГ, нефтя, этан).

Развитие пиролизных мощностей – это основа для организации производств более высоких переделов. При этом ожидается, что на рынках полиэтилена и полипропилена возникнет профицит продукции, а в остальных крупнотоннажных сегментах – дефицит (см. рис. 4).

Благодаря данным мерам Россия сможет преодолеть отставание от развитых государств по объёмам выпуска нефтегазохимической продукции на душу населения.

Рис. 1. Целевые ориентиры «Плана-2030»



¹ Включает сумму производств по этилену, пропилену и бутadiену.

² Включает внутреннее потребление и чистый экспорт крупнотоннажных пластмасс и каучуков.

Рис. 2. Динамика увеличения объёмов доступного сырья для нужд нефтегазохимии, млн т

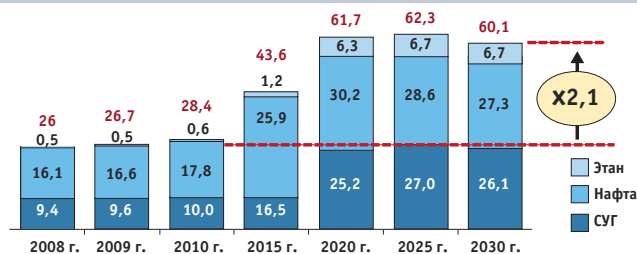
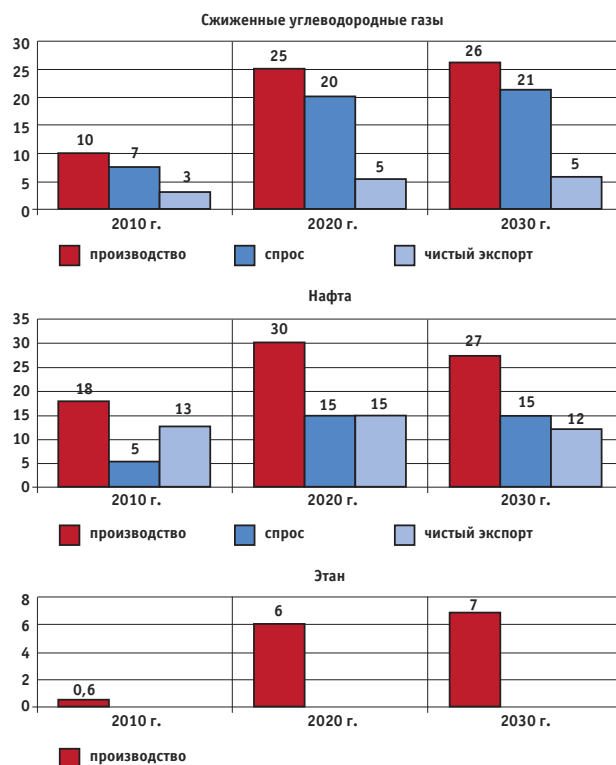


Рис. 3. Баланс различных видов сырья для нужд нефтегазохимии, млн т



- сказывается недостаточная интегрированность производств;

- снизилась инновационная активность, из-за чего медленно вводятся новые продукты и технологии;

- проявились недостаточность инвестиций и их низкая эффективность. Между тем в связи с высокой капиталоемкостью производств и возможными рисками невозврата вложений фактор инвестиций является весьма значимым для НГХК;

- возникли инфраструктурные ограничения, ставшие следствием слабого разви-

тия сети продуктопроводов, терминалов, перевалочных баз и т. п.;

- образовался кадровый дефицит, обусловленный «старением» кадров отрасли и перекосами в системе подготовки молодых специалистов;

- обозначились недостатки нормативно-правового регулирования, связанные с тем, что существующие строительные нормы явно устарели (в частности, это касается использования при строительстве пластиковых материалов), что стало причиной удорожания смет, замедления сроков сооружения объектов, ограничения

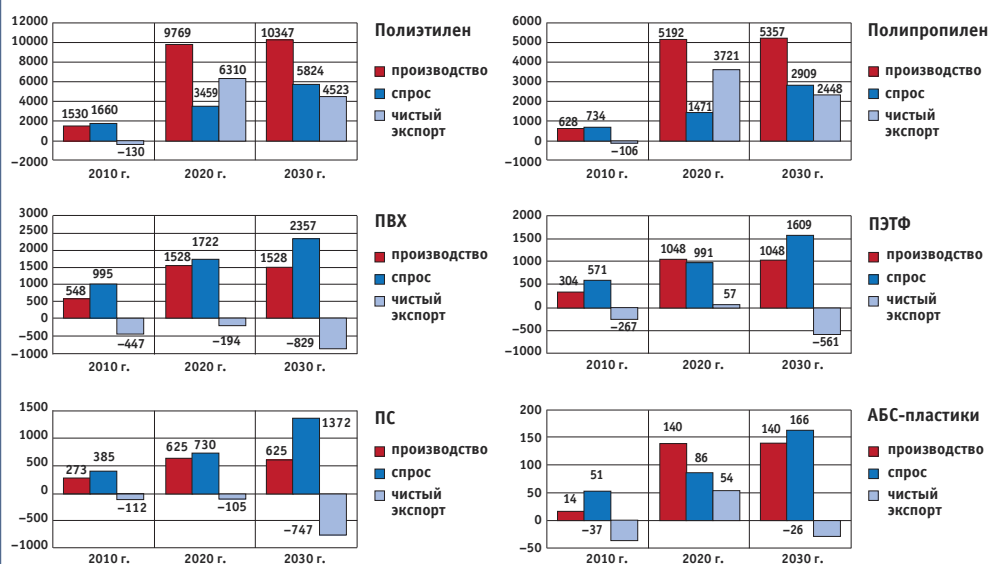
применения продукции нефтегазохимии в данной отрасли;

- выявилась инертность государства при реализации нефтегазохимических проектов и нежелание нефтегазовых компаний (за исключением «Газпрома», «ЛУКОЙЛа» и в последнее время «Роснефти») участвовать в их осуществлении;

- углубилась тенденция преобладания в структуре экспорта НГХК товаров низких переделов, а в структуре импорта – наукоемкой продукции высоких переделов.

В НГХК происходила частая смена владельцев предприятий и компаний, имели

Рис. 4. Баланс производства различных видов крупнотоннажных полимеров, тыс. т



Источники: ЗАО «Альянс-Аналитика», отраслевые компании.

Рис. 5. Планируемое изменение основных параметров деятельности российского нефтегазохимического комплекса

	Значение на 2010 г.	Максимально достижимое значение (2030 г.)	Целевое значение (2030 г.)
Среднедушевое потребление крупнотоннажных пластмасс, кг/чел.	30,9	101	>75
Среднедушевое потребление каучуков, кг/чел.	2,7	7,0	>4,5
Суммарное производство этилена, млн т	2,4	14,2	>7,5
Доля российского производства этилена в мировом производстве, %	1,6	5,6	>3
Доля лёгкого углеводородного сырья для нужд нефтехимии, %	30,8	61,6	>50

место рейдерские захваты собственности, что не способствовало стабильной работе. Собственники нефтегазохимических мощностей в период высоких цен на продукцию, не воспользовавшись благоприятной конъюнктурой, расходовали значительную часть прибыли не на модернизацию объектов, а на выплату дивидендов.

Особенно заметной стала проблема дисбаланса между сырьевой составляющей и производством продукции высоких переделов. Российский НГХК принадлежит к числу наиболее богатых сырьём. Усилиями малого и среднего бизнеса до-

статочно активно развивается переработка нефтегазохимических продуктов и полимеров, а вот производство базовых полупродуктов, в первую очередь этилена и пропилена, замерло на уровне конца 1980 годов и, по сути дела, стало узким местом в развитии комплекса.

Перечисленные выше проблемы обуславливают ряд отрицательных моментов в развитии отечественного НГХК. Главный из них – потеря конкурентоспособности продукции из-за удорожания всех факторов производства (сырья, материалов, энергоресурсов, рабочей силы, транспорт-

ных тарифов) и необходимости транспортировки на большие расстояния. Ситуация усугубляется тем, что в ряде стран, богатых нефтегазовым сырьём, в частности в государствах Персидского залива и Южной Америки, а также в Китае, было налажено производство дешёвой нефтегазохимической продукции. Некоторые страны, прежде всего Саудовская Аравия, искусственно поддерживают чрезвычайно низкие цены на сырьё для НГХК, что стимулирует бурный рост отрасли.

По пути Саудовской Аравии пошли Иран, Объединённые Арабские Эмираты и другие государства Персидского залива. В Китае, где углеводородные ресурсы ограничены, государство выделяло крупные ассигнования на развитие собственных нефтегазохимических производств, в том числе на базе угля (цены на который также регулируются властями). В ряде развивающихся стран по зарубежным технологиям «под ключ» строятся крупные комбинаты. За счёт «эффекта масштаба», технологических преимуществ, государственных преференций (в том числе в отношении низких цен на сырьё) и недорогой рабочей силы они обеспечивают выпуск дешёвой крупнотоннажной продукции, которая беспощадно вытесняет товары российских производителей не только на мировом, но и на нашем, внутреннем рынке.

Большинство предприятий отрасли стали акционерными обществами – государство, по сути дела, утратило контроль

за деятельностью этого важного промышленного комплекса.

ГОСУДАРСТВО ПОВОРАЧИВАЕТСЯ ЛИЦОМ К ОТРАСЛИ

В последнее время наконец-то пришло понимание важности развития НГХК как одного из реальных направлений структурной перестройки российской промышленности.

В 2008 г. правительство РФ утвердило «Стратегию развития химической и нефтехимической промышленности России на период до 2015 г.», разработанную

Минпромторгом («Стратегия-2015»). К сожалению, начало её реализации пришлось на кризисный период, в силу чего ряд намеченных в ней целевых нормативов достигнут не был. А сроки осуществления некоторых проектов, включая крупные, были сдвинуты. Мониторинг показал, что говорить о выполнении этой стратегии в период до 2015 г. не представляется возможным.

В 2010 г. Минэнерго разработало «План развития нефтехимии (включая газохимию) на период до 2030 г.» (именуемый в дальнейшем «План-2030»). В 2013 г. Минпромторг начал разработку «Стратегии развития химической промышленности на период до 2030 г.» («Стратегия-2030»).

Целями указанных документов являются:

- 1) устранение диспропорций в производстве конечной продукции, полупродуктов и сырья;

- 2) насыщение внутреннего спроса и поиск новых экспортных ниш;

- 3) использование конкурентных преимуществ России, главным образом обильной и относительно дешёвой сырьевой базы;

- 4) овладение искусством управления инвестициями ввиду высокой капиталоемкости нефтехимических производств и наличия многочисленных рисков;

- 5) отклонение взаимоисключающих и необоснованных проектов, координация деятельности предприятий отрасли, налаживание взаимодействия между государством и бизнесом и т. п.;

- 6) изменение стандартов на продукцию, трансформация устаревших строительных норм и правил;

- 7) кластерная организация производства.

«План-2030» и «Стратегия-2030» содержат перечень ключевых инвестиционных проектов с указанием состава производств, уровней мощностей, видов, объёмов и источников используемого сырья (включая проекты продуктопроводов с соответствующими сроками строительства и ввода). В них выделены основные нефтегазохимические кластеры (Западно-Сибирский, Поволжский, Северо-Западный, Каспийский, Восточно-Сибирский, Дальневосточный) и крупные предприятия комплекса. Определены основные специализации кластеров, а также направления научного, образовательного, финансового, инфраструктурного и т. д. сопровождения в каждом из них.

Упомянутые документы опираются на перспективные разработки в смежных отраслях. В них обосновываются благоприятные условия для обеспечения конкурен-

тоспособности российской продукции. Предлагаются методы государственной поддержки, финансового и налогового стимулирования развития НГХК и внутреннего рынка данной продукции. Определяются приоритетные направления внедрения передовых технологий, роста кадрового потенциала, совершенствования структуры экспортно-импортной деятельности.

Безусловно, разработка «Плана-2030» и «Стратегии-2030» имеет большое значение для российского НГХК, переживающего не лучшие времена. Но в то же время необходимо отметить ряд недостатков этих документов и предложить некоторые способы оптимизации содержащихся в них решений.

В частности, в них не учитывается конфликт интересов в связи с распределением ресурсов лёгкого углеводородного сырья северных районов Тюменской области. Такой конфликт может возникнуть между предприятиями Западно-Сибирского, Приволжского и Северо-Западного кластеров.

Кроме того, в этих документах отсутствует вариантность по объёмам и структуре производимой продукции, альтернативность проектов по их составу и мощности, сырьевому обеспечению, срокам строительства и ввода объектов. Нет также эшелонирования проектов, что сужает возможности оптимизации инвестиционной программы и корректировки отдельных позиций плана.

Что касается углеводородного сырья, то в России его много и оно относительно дешёвое (вопреки мнению некоторых экспертов, полагающих, что ассортимент видов сырья узок и оно достаточно дорогое). Если сравнить потенциальные ресурсы углеводородов и потребность в них, то ни у кого не возникает сомнений в возможности удовлетворения спроса со стороны нефтегазохимии, нефтепереработки, экспорта, коммунально-бытового сектора и других сфер. Однако следует учесть отрыв сырьевых регионов от перерабатывающих предприятий и центров спроса на конечную продукцию, что обуславливает повышение транспортных издержек и в ряде случаев делает невыгодным углубление переработки, не даёт возможности конкурировать с интегрированными зарубежными мощностями.

Следует также принять во внимание конфликт интересов при распределении углеводородного сырья между крупными нефтегазохимическими комплексами (например, между Тобольским НГХК, действующими и проектируемыми производ-

вами Татарстана и Башкортостана, планируемые мощностями в Северо-Западном округе), а также между экспортом и внутренним потреблением.

Важным обстоятельством при расчёте спроса на сырьё для НГХК является соблюдение складывающихся балансовых соотношений между компонентами сырьевых ресурсов (нафта, широкая фракция лёгких углеводородов, сжиженные углеводородные газы, этан) и структурой спроса на базовые полупродукты (этилен, пропилен, бензол, ксилолы, бутadiен).

Крупные и сверхкрупные установки по переработке углеводородов являются наиболее эффективными. Но их обеспечение сырьём выходит за пределы возможностей одной компании и требует системы государственного регулирования. Необходимо заключение долгосрочных договоров, где прописаны правила поставок и цены, которые защищены законодательством. Только так можно наладить систему стабильного снабжения сырьём.

Стоит также напомнить о необходимости выделения в газотранспортной системе Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Выборг автономной нитки для подачи природного (богатого этаном) газа северных районов Тюменской области и сооружения вдоль трассы нескольких газохимических комплексов. Подобные схемы следует рассмотреть и при разработке крупных месторождений «жирного» газа в других регионах страны.

Важно также связать продуктопроводами (этиленопроводами) крупные нефтегазохимические комплексы с сырьевыми источниками. Это является обычной практикой в США и западноевропейских странах. Система «этиленового кольца» существует и в России, соединяя ряд предприятий Татарстана и Башкортостана. Однако она маломощная и в достаточной степени изношенная.

Уже намечено сооружение продуктопровода Пуровский завод по переработке газового конденсата – Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс, а также расширение магистрали Южный Балык – Тобольск. Это позволит значительно увеличить поставки лёгкого углеводородного сырья на переработку.

Очевидным выглядит проект строительства продуктопровода Тобольск – Уфа – Нижнекамск, который соединил бы добывающие районы с регионами эффективной переработки, но тут вступает в силу вышеупомянутый конфликт интересов.

В случае создания газохимических комплексов на трассе Северные районы Тю-

менской области – Выборг может быть рассмотрен вопрос о сооружении этиленопровода Череповец – Казань и объединении в кольцо трёх крупнейших регионов (Западная Сибирь – Урало-Поволжье – Северо-Запад). Это позволило бы оптимизировать сырьевые, полупродуктовые и продуктовые потоки, добиться тонкой настройки балансировок (особенно в моменты ввода крупных установок). Появилась бы возможность регулировать и стабилизировать циклы бизнеса нефтяных, газовых и нефтегазохимических компаний.

При частичном государственном финансировании сооружения продуктопроводов возможно использовать концессионные соглашения на их эксплуатацию.

Серьёзной проблемой является финансовое обеспечение проектов. Дело в том, что для создания современного промышленного комплекса требуются инвестиции в объёме порядка 1–2 млрд долларов и даже больше. Отечественные финансовые институты готовы вкладывать средства в строительство или модернизацию действующих производств, но под высокие проценты. Поэтому необходимы более дешёвые иностранные кредиты. Однако зарубежные инвесторы не всегда охотно идут в Россию, ссылаясь на высокие риски.

Отечественные нефтегазохимические компании часто финансируют строительство из собственных средств, но в силу их ограниченности работы затягиваются, эффективность проектов снижается. Конечно, государство может субсидировать ставки по кредитам, поддержать их своими гарантиями, ввести налоговые каникулы для новых и реконструируемых производств, создать особые экономические зоны в пределах химических и нефтехимических кластеров, разрешить ускоренную амортизацию вводимых объектов, а также использовать другие экономические меры, но это делается лишь в отдельных случаях. Авторы рекомендуют методологию оптимизации инвестиционной программы НГХК как способ более рационального использования финансовых ресурсов.

КАК ОПТИМИЗИРОВАТЬ СТРАТЕГИЮ?

По поводу инвестиционных программ развития крупных промышленных комплексов специалисты имеют два мнения. Одни полагают, что инвестиционную программу, составленную из множества проектов, можно рассматривать как своеобразный инвестпроект, поскольку его обоснование сводится к оценке эффективности вложений по тем же формулам.

Авторами разработан метод формирования и оптимизации инвестиционных программ¹. При этом считается, что инвестиционный проект и инвестиционная программа – разные понятия. Первый направлен, как правило, на решение конкретной задачи – сооружение конкретного объекта (установки, предприятия, трубопровода и т. п.). Вторая же является совокупностью инвестпроектов, нацеленных на развитие крупного промышленного комплекса или региона.

Совокупность проектов, включённых в «План-2030» и «Стратегию-2030», принята в качестве экономической модели инвестиционной программы развития НГХК. Поскольку возможности манёвра инвестпрограмм данных документов были жёстко ограничены (в допустимых пределах), авторы с целью его расширения сделали допущения о перемещении проектов во времени, введении альтернативных проектов, использовании процедуры реинвестирования прибыли в рамках горизонта инвестпрограммы.

В качестве генерального ограничения в модели принята сумма объёмов инвестирования проектов, включённых в состав программы.

Целевой функцией модели выбрана сумма дисконтированной прибыли от реализации инвестиционных проектов. При этом она используется не как конечная цель при формировании вариантов инвестпрограммы, а как инструмент достижения её рациональной структуры.

В ЦЭМИ РАН была создана и на протяжении ряда лет развивается компьютерная система, предназначенная для разработки, анализа и корректировки инвестиционных программ². С помощью рекомендованной оптимизационной модели и её компьютерной поддержки возможно решить задачу распределения ограниченного объёма финансовых ресурсов между проектами и общего объёма инвестирования по годам с учётом заданных ограничений по принятому критерию оптимизации.

С использованием рекомендованной экономико-математической модели и

компьютерной программы удалось осуществить экспериментальные расчёты. Для их выполнения провели подготовку исходной информации.

Дело в том, что практически по всем проектам, отобранным для включения в инвестиционную программу, была представлена крайне скудная информация. В основном она включала в себя сведения о мощностях по выпуску продукции, необходимых инвестициях и сроках начала и окончания строительства. Отсутствие данных об экономике проектов (валовой выпуск, издержки, прибыль, рентабельность) объясняется, по-видимому, коммерческими соображениями компаний, предложивших тот или иной проект.

Представленной информации явно недостаточно для выполнения расчётов эффективности проектов, тем более для оптимизации инвестиционной программы развития многоотраслевого НГХК.

Для расчёта эффективности каждого из проектов необходима, как минимум, следующая информация:

- объём и стоимость выпускаемой продукции по годам эксплуатации в течение жизненного цикла проекта;
- расходные коэффициенты по сырью, полупродуктам и нефтегазохимикатам;
- суммарный объём инвестиций (с учётом сооружения объектов инфраструктуры) и их распределение по годам;
- степень освоения мощностей;
- текущие издержки на реализацию проекта по годам;
- цены на сырьё, конечную основную и побочную продукцию в динамике за весь жизненный цикл проекта;
- показатели прибыли от реализации продукции в каждом году.

В связи с отсутствием многих из указанных выше показателей была выполнена их экспертная оценка для каждого из проектов, включённых в инвестиционную программу.

В качестве источников информации использовались результаты многолетних исследований одного из авторов в области экономики нефтегазохимической промышленности³, а также данные о ценах на продукцию НГХК, регулярно публикуемые в специализированных журналах и в материалах информационных и консалтинговых фирм. Сведения об аналогичных зарубежных проектах, технологиях химического и нефтехимического синтеза и их технико-экономических показателях при-

¹ Брагинский О. Б., Татевосян Г. М., Седова С. В., Писарева О. М., Куницына Н. Н. Методология обоснования инвестиционных программ и их оптимизации при ограниченных финансовых ресурсах (на примере химического комплекса) // Препринт ЦЭМИ РАН. – М., 2013.

² Седова С. В. Проблемы математической и компьютерной поддержки процесса разработки, анализа и корректировки межрегиональных экономических программ // Научное, экспертно-аналитическое и информационное обеспечение стратегического управления, разработки и реализации приоритетных национальных проектов и программ. – М.: ИНИОН РАН, 2007.

³ Брагинский О. Б. Нефтехимический комплекс мира. – М.: Academia, 2009.

нимались по данным, периодически публикуемым в иностранных журналах, и адаптировались к условиям России.

Что касается инвестиций, то по большинству из принятых для расчёта проектов такие суммарные показатели имелись. Однако эти данные были определены в целом по проекту и, по сути дела, исключали возможность анализа и расчёта суммарных затрат для альтернативных вариантов. В этом случае использовалась информация по проектам-аналогам, главным образом зарубежным.

При адаптации этих данных к российским реалиям учитывался, во-первых, «эффект масштаба». Во-вторых, использовались индексы для пересчёта зарубежных аналогов, принятых, как правило, по данным за прошлый период, к настоящему времени. И, в-третьих, принималась во внимание российская специфика проектирования и строительства объектов многоотраслевого комплекса.

Распределение капиталовложений по годам строительства осуществлялось на базе экспертных оценок, полученных на основании анализа реализованных и планируемых отечественных и зарубежных проектов.

При расчёте стоимости сырья и выпускаемой продукции использовались справочные цены внутреннего рынка. Их динамика по годам определялась экспертно, но при этом учитывались международные и отечественные прогнозы цен на нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, нефтегазохимические продукты.

Показатели эксплуатационных затрат по отдельным установкам и в целом по проектам, а также уровни рентабельности принимались на базе экспертных данных.

Поскольку проекты в представленных правительственных документах («План-2030», «Стратегия-2030») были безальтернативными, экспертно пришлось формулировать альтернативные варианты, а именно обосновать возможность сдвигов сроков начала и окончания строительства, изменения коэффициентов использования мощностей, конфигурации и мощности производственных установок. Допускалась замена включённых в программу проектов на альтернативные.

В проектах, представленных в правительственных программах, не учитывались ограничения по обеспечению финансовыми ресурсами по каждому году жизненного цикла. Такие ограничения оценивались экспертно.

Для проектов, реализация которых осуществляется в несколько этапов (фаз), вводилось условие использования части при-

были от производства продукции завершённых фаз для капитального строительства на последующих этапах.

ТРИ ВАРИАНТА ДЛЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕХИМИИ

В конечном итоге для эксперимента был сформирован список из 28 проектов, «начинённых» комплексом экспертной технико-экономической информации, необходимой для оптимизационных расчётов. В этот список вошли наиболее значимые проекты из «Стратегии-2030» и «Плана-2030», в частности – по формированию нефтехимических кластеров, а также по реконструкции и расширению действующих предприятий в Нижнекамске, Казани, Уфе, Салавате, Новокуйбышевске, Дзержинске, Кстове, Тобольске, Томске, Ангарске, Саянске и других пунктах.

Ниже приведены три варианта результатов экспериментальных расчётов.

В первом варианте, предполагающем низкую степень манёвренности объёмами инвестиций, незначительные подвижки сроков осуществления проектов, дискретный характер изменений объёмов инвестиций и продукции, возможности оптимизации были сужены. Тем не менее эксперимент продемонстрировал высокую «чувствительность» оптимизационной модели, реагирующей на небольшие трансформации числовых параметров.

Во втором варианте была задана большая свобода манёвра по 27 проектам, включая альтернативные. Сроки начала строительства ряда объектов сдвигались «вперёд и назад» в большем диапазоне. В результате оказалось, что два мегапроекта целесообразно заменить на альтернативные, но меньших размеров. Четыре проекта сдвинулись к началу реализации, а двенадцать – к концу программы. В итоге этих замен и передвижек объём производства по сравнению с первой серией расчётов несколько уменьшился, но сократился масштаб израсходованных финансовых ресурсов, что привело к росту рентабельности инвестиций в целом по программе.

В третьем варианте были приняты те же условия, что и в предыдущем, но разрешилось реинвестировать прибыль от реализации проектов. В результате суммарная дисконтированная прибыль увеличилась на 20% по сравнению с первоначальным вариантом программы. Альтернативные проекты в этом варианте не возникли, так как увеличение финансовых ресурсов за счёт реинвестированной прибыли позволило реализовать все мегапроекты. Кроме того, удалось без увеличения изначаль-

ного финансирования передвинуть к началу инвестиционной программы значительно большее количество проектов – девять, а значительно меньшее – шесть – было отодвинуто к её концу. Существенно и то, что практически вся полученная прибыль была использована только на манёвр во времени и позволила вернуть в госбюджет часть финансирования на ту же сумму. Годовой объём производства увеличился. Прибыль также возросла по сравнению со вторым вариантом при небольшом уменьшении рентабельности.

На основании выполненных теоретических исследований и экспериментальных расчётов авторами даны следующие рекомендации:

- при развитии крупных промышленных комплексов могут быть использованы предложенные методология обоснования инвестпрограмм, модель оптимизации и сопутствующая ей компьютерная система расчётов. Они позволяют выбирать наиболее эффективные пути разработки и реализации программы в условиях ограниченных финансовых ресурсов;
- в процессе экспериментальных расчётов выявилось, что при принятых финансовых ограничениях некоторые особо крупные мегапроекты оказались неэффективными и вместо них более целесообразно включить в программу альтернативные проекты меньшей мощности. Экспериментальные оптимизационные расчёты, выполненные при условии сдвижек проектов по срокам начала строительства и ввода в эксплуатацию, показали возможность более равномерного распределения проектов на всём горизонте перспективного периода и более рационального использования финансовых ресурсов. Это говорит о способности к маневрированию инвестиционными ресурсами при реализации программы.

Важнейшей рекомендацией является использование части чистой прибыли с целью её рекапитализации, что позволило бы на 20% увеличить суммарную дисконтированную прибыль от реализации проектов по отношению к варианту без рекапитализации, эффективно осуществлять мегапроекты, «сдвинуть» к началу инвестиционной программы большее число проектов и значительно меньшее – к её концу.

Экспериментальные расчёты были выполнены на базе экспертной информации и, естественно, пока не могут служить основой для принятия решений. Но они показали возможность оптимизации инвестиционной стратегии развития нефтегазохимии России. ■

XXI специализированная выставка



2014

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс

16-19

сентября



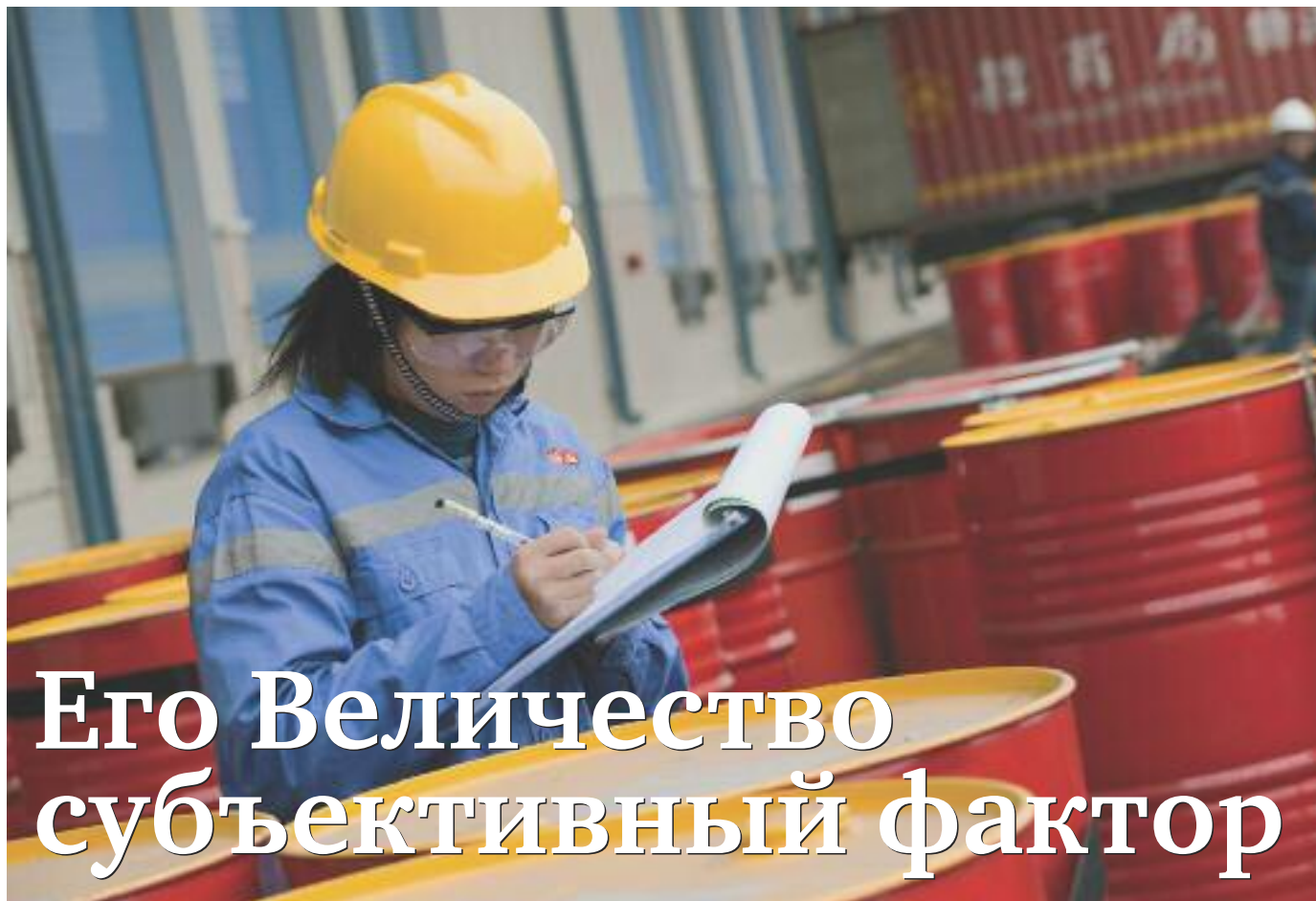
ОАО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013,

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

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

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



Его Величество субъективный фактор

Энергетическая политика России в АТР должна учитывать не только политические и экономические, но и психологические факторы

Лариса РУБАН,
доктор социологических наук, профессор,
руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор
стабильности и интеграции» Института энергетических исследований РАН



В настоящее время очень актуальным стало составление прогнозов – как краткосрочных, так и на длительную перспективу. Когда делают прогноз, особенно долговременный, стараются учесть все статистические данные, накопленные на тот момент, оценить объективные факторы и их влияние на ход развития событий, предугадать возможные последствия, включая эффект внезапности. Но очень часто упускают из виду субъективный аспект, то есть действия лиц, принимающих решения.

Если мы затрагиваем сферу межгосударственных отношений и взаимодействий, то здесь необходимы не только тонкое дипломатическое чутьё и дар предвидения, но и знание и учёт мнения другой стороны, её позиций, традиций и, разумеется, объективных факторов, определяющих события. Сегодня особый интерес (но и особую сложность) представляет изучение восточного направления внешнеполитической и внешнеэкономической деятельности, в первую очередь её энергетического аспекта.

Стабильность в АТР растёт

Интерес к восточному направлению обусловлен тем, что АТР – наиболее быстро развивающийся регион мира. На него приходится значительная доля мирового спроса на энергоресурсы. Их основными потребителями являются такие гиганты, как США, Китай и Россия. За последние пять лет в КНР энергопотребление выросло на 75%. Прогнозируется, что в 2020 г. более 50% мирового ВВП будет производиться в государствах Восточной и Юго-Восточной Азии.

Итак, возникает вопрос: как исследовать субъективный фактор с учётом его восточной специфики?

В ходе нашего проекта «Диалоговое партнёрство как фактор усиления стабильности и интеграции» для оценки ситуации на Дальнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском регионе мы с 2005 г. проводим международные экспертные опросы. В качестве экспертов выступают спе-

Табл. 1. Оценка ситуации в АТР, %

Ситуация в АТР	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Стабильная, устойчивая	42	40	39	24	65	54	43	59
Относительно стабильная	—	—	—	—	—	18	26	19
Нестабильная, так как может случиться локальный конфликт	54	52	51	13	10	10	19	22

Табл. 2. Риски и угрозы в АТР, %

Риски и угрозы	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Борьба за энергоресурсы и территории, ими обладающие	13	40	51	62	29	33	46	48
Ядерное оружие Северной Кореи	54	64	73	31	37	33	50	40
Техногенные катастрофы	—	—	—	—	—	—	26	12
Природные катастрофы (цунами, землетрясения, наводнения и т. д.)	—	—	—	—	—	—	26	12
Тайваньская проблема	30	40	54	18	17	10	18	8

циалисты высшей квалификации и VIP-персоны (лица, принимающие решения) из 16 стран – России, Китая, США, Японии, Брунея, Вьетнама, Индии, Индонезии, Республики Корея, Монголии, Малайзии, Мьянмы, Непала, Сингапура, Таиланда и Филиппин. Они дают комплексную характеристику ситуации в АТР, исходя из развития своих стран (их совокупного потенциала), потребности в энергетических ресурсах; указывают оптимальные маршруты транспортировки углеводородов, в том числе характеризуют восточное направление УВ-экспорта России; определяют уровень безопасности в АТР, риски и угрозы, возможность конфликтов. Но в первую очередь их оценки ориентированы на поиск оптимальных направлений сотрудничества стран региона и нерегиональных держав, выявление эффективных методов и механизмов для развития партнёрства и укрепления интеграции.

Итак, нынешнюю ситуацию в АТР 59% экспертов оценивают как стабильную, устойчивую, 19% как относитель-

но стабильную, а 22% как нестабильную (так как может случиться локальный конфликт).

В табл. 1 показана динамика этой оценки с 2005 г., когда превалировало восприятие ситуации как нестабильной (54%). Однако с 2008 г. большинство экспертов стали рассматривать обстановку в регионе как в той или иной степени стабильную.

В табл. 2 представлены основные риски и угрозы, дестабилизирующие ситуацию в АТР, которые называли эксперты.

В качестве одного из примеров обострения ситуации в связи с усилением конкуренции за энергоресурсы и террито-

рии, ими обладающие, эксперты приводили конфликт по поводу принадлежности островов Парасельских и Спратли в Южно-Китайском море. Спор за них ведут КНР, Вьетнам, Малайзия, Филиппины, Бруней и Тайвань.

Исходя из этих оценок, они делали прогноз о возможности или невозможности возникновения военного конфликта (см. табл. 3).

Таблица показывает положительную динамику – снижение количества оценок о возможности военного конфликта с 54% в 2005 г. до 13% в 2012 г. и рост оценок о его невозможности с 42% до 74%.

КТО ЛИДЕР В РЕГИОНЕ?

Оценки экспертов лидерства в АТР представлены в табл. 4. В ней чётко фиксируется изменение позиций ведущих государств по степени влияния в Северо-Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии за период с 2005 г. по 2012 г.

В 2005 г. экспертами отмечалось, что в регионе шла активная борьба за доминирование между США и КНР. Тогда, по их мнению, **Китай** стремительно догонял Соединённые Штаты по уровню развития. И это ему удалось, о чём свидетельствуют ответы экспертов. Он стал лидером в Северо-Восточной Азии (ответы в 2006–2012 гг.). За три с лишним десятилетия реформ Китай четырежды удвоил валовой внутренний продукт на каждого жителя, то есть увеличил свой экономический потенциал в 16 раз.

Китайские эксперты прогнозируют, что к 2020 г. страна будет иметь круп-

Табл. 3. Оценка возможности военного конфликта в АТР, %

Ответы респондентов	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Да, возможен	54	52	51	22	16	3	10	13
Нет, невозможен	42	40	39	58	67	68	60	74
Ситуация может измениться, так как имеются локальные конфликты	4	8	14	17	16	20	30	13

Табл. 4. Оценка лидерства в АТР, %*

Лидеры	2005 г. в США	2006 г. в США	2007 г. в США	2008 г. в США	2008 г. в ЮВА	2009 г. в США	2009 г. в ЮВА	2010 г. в США	2010 г. в ЮВА	2011 г. в США	2011 г. в ЮВА	2012 г. в США	2012 г. в ЮВА
США	1) 84	3) 56	3) 51	3) 47	2) 49	3) 37	3) 27	3) 34	2) 29	3) 47	2) 45	2–3) 40	2) 40
Китай	2) 72	1) 86	1) 87	1) 100	1) 78	1) 100	1) 60	1) 90	1) 60	1) 95	1) 95	1) 90	1) 90
Япония	3) 48	2) 61	2) 62	2) 51	3) 31	2) 41	2) 32	2) 37	2) 22	2) 54	3) 43	2–3) 40	2) 40
РФ	4) 32	4) 42	4) 43	4) 38	5) 7	4) 24	7) 6	4) 25	8) 3	4) 23	8) 3	4) 23	5) 7
Южная													
Корея	5) 28	5) 24	5) 24	5) 18	10) 2	5) 15	10) 1	6) 12	7) 4	5) 19	5) 18	5) 22	3) 20
Индия	—	6) 16	6) 18	5) 18	4) 24	6) 4	4) 21	5) 5	4) 15	6) 16	4) 19	6) 9	4) 15

* В процентном отношении даётся позиция каждой страны, на которую её ставят эксперты, по ранжиру. Эксперты дают несколько вариантов ответов, поэтому суммарный показатель по странам превышает 100%.

нейшую в мире экономику и обгонит США по объёму ВВП в 1,04–1,74 раза.

На второе место в регионе в 2006 г. вышла Япония, перебив США на третью позицию в США. Несмотря на кризис в 2008–2009 гг. и катастрофу на АЭС «Фукусима» в 2011 г., Японии удалось сохранить эту позицию, а в 2012 г. разделить с США 2-е и 3-е места.

Позиции России не изменились – она осталась на четвёртом месте, набрав 23%, как и в 2011 г. При этом она незначительно усилилась в ЮВА – 7% в 2012 г. против 3% в 2011 г.

Южная Корея в 2012 г. осталась на пятом месте в США, набрав 22%, и на третьем в ЮВА – 20% против 18% в 2011 г.

Индия в 2012 г. заняла по влиянию в ЮВА четвёртое место (15%). На пятом месте, по мнению экспертов, оказались Индонезия и Австралия с 7%.

Относительно роли России разброс мнений экспертов очень велик. Так, 5% опрошенных дали оценку нашей стране как великой державе с большим потенциалом. В частности, звучали такие фразы: «Россия – великая держава, это не балансьёр и не региональная держава», «Россия – тоже лидер, она обладает ядерным оружием и большими вооружёнными силами, колоссальным ресурсным потенциалом, и в первую очередь – энергетическим», «Конечно, у РФ есть экономические трудности, но экономический кризис у всех», «Руководство РФ стало больше внимания уделять восстановлению регионов, но там ещё много проблем».

Однако 46% экспертов указали, что роль России в АТР очень мала, хотя она и обладает высоким технологическим потенциалом, специалистами, богатыми ресурсами, развитым ВПК и ядерным оружием.

Российские эксперты отмечали, что интерес к АТР у нас большой, мы хотим там присутствовать и играть весомую роль, но сил недостаточно. С АСЕАН уже давно ведутся переговоры – слов много, а результатов пока очень мало. Иностранные респонденты также подчёркивали, что Россия проводит такие кампании, как саммит АТЭС, однако потом – тишина. Хотя и налаживаются отношения с АСЕАН, развивается ШОС, но влияние, которое имел СССР, Россия утратила.

Индонезийские эксперты полагают, что России необходимо учитывать местные особенности, понимать азиатский способ развития институтов. Для стабильности и уверенности требуется межкультурный диалог.

О том, что Россия может сыграть роль стабилизирующего фактора в области экономики, энергетики, безопасности (в целях поддержания мира, борьбы с международной преступностью и предотвращения военных конфликтов на Дальнем Востоке и в АТР) и балансьёра между США и КНР, в 2012 г. заявили только 4%.

Все китайские эксперты говорили о тесном и плодотворном сотрудничестве

Мнение экспертов об эффективных направлениях сотрудничества в энергетической сфере единогласно: для России эффективен экспорт нефти и газа в Северо-Восточную Азию – КНР, Южную Корею, Японию.

с Россией. Причём они подчёркивали, что КНР должна стать главным энергетическим партнёром РФ в данном регионе. При этом надо развивать взаимодействие не только в сфере поставок нефти, газа, оборудования и т. д., но и в области науки и технологий, шире производить обмена учёными и студентами.

Практически все респонденты отмечали, что Китай – крупнейший потребитель нефти, газа и электроэнергии. Он является вторым по величине импортёром нефти после США, а в июле 2011 г. впервые обогнал Соединённые Штаты по степени зависимости от внешних поставок «чёрного золота». На фоне дестабилизации ситуации в Северной Африке и на Ближнем Востоке это актуализировало проблему диверсификации импорта сырья. Генеральный инспектор по финансам корпорации CNPC Чжоу Чуньминь заявил по этому поводу: «Стратегический курс заключается в том, что нам необходимо, усиливая работу по разведке и добыче внутри страны, одновременно выделять новые каналы и организовывать новые переговоры о сотрудничестве, например, с Россией и другими экспортёрами нефти».

По мнению европейских экспертов, активность Китая в Африке, Центральной Азии и Латинской Америке во многом определяется потребностью в сырьевых ресурсах. В Африке в зону влияния КНР входят все страны, где есть нефть: Ангола, Судан, Эфиопия, Кения, Ливия, Мозамбик, ЮАР, Нигерия, Мали, Зимбабве. На долю стран Чёрного континента приходится 23% всего объёма китай-

ского импорта нефти. А к 2045 г. планируется увеличение этого показателя до 45%. В настоящее время у КНР заключены договоры о поставках углеводородов из африканских стран, а также Ирака (до 5,7 млн т нефти в год в течение 23 лет) и Австралии (до 2 млн т СПГ в год в течение 20 лет). Значительные усилия китайского руководства направлены на развитие топливно-энергетического сотрудничества с Катаром в области поставок газа, а с Венесуэлой, Бразилией и Казахстаном – нефти.

Как указывают эксперты из Института Дальнего Востока РАН, особое значение имеет тот факт, что Китай импортирует с Ближнего Востока 58% потребляемой нефти, а с 2009 г. он стал главным покупателем саудовского «чёрного золота», опередив США. В ряде стран КНР заняла ведущие позиции в качестве торгового партнёра и инвестора.

Мнение экспертов об эффективных направлениях сотрудничества в энергетической сфере единогласно: для России эффективен экспорт нефти и газа в Северо-Восточную Азию – КНР, Южную Корею, Японию.

Респонденты из ЮВА, где есть собственные нефть и газ, полагают, что партнёрство с Россией возможно в сферах разведки и разработки месторождений, развития транспортных коммуникаций, переработки углеводородов. Они отмечали, что у РФ имеются самые лучшие в мире технологии в области атомной энергетики, и высказывали заинтересованность в сотрудничестве по этому направлению.

Российские эксперты подчёркивали, что в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке целесообразно создание единого нефтегазового комплекса, включающего систему добычи, переработки, нефте- и газохимии, транспорта и хранения нефти, продуктов нефте- и газохимии, включая гелий. А при поставках на экспорт сырой нефти и газа необходимо заключать связанные договоры, предполагающие обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов.

Все участники опроса высказали единогласное мнение о том, что укрепление экономической интеграции стран региона будет способствовать решению одной из важнейших проблем – обеспечению ресурсной и энергетической безопасности для устойчивого развития АТР. ■

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



18 марта 2014 **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



22 мая 2014 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** Строительство в нефтегазовом комплексе

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



11 сентября 2014 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация 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



9 октября 2014 **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

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Каким быть «идеальному» НПЗ?

Технологии компании Emerson позволяют существенно повысить финансовую эффективность нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств

Развитие отечественной нефтепереработки требует огромных капиталовложений. Так, для реализации намеченной Правительством РФ программы модернизации отрасли необходимы инвестиции в размере 569 млрд рублей до 2015 г. и 1,5 трлн рублей до 2020 г. Львиная доля этих сумм придётся на вложения собственников НПЗ, то есть вертикально интегрированных нефтяных компаний. Такие затраты могут неблагоприятно отразиться на их финансовом состоянии и конкурентоспособности. Поэтому на первый план выдвигается задача повышения эффективности деятельности НПЗ и максимального сокращения сроков окупаемости проектов их реконструкции. Современные технологии могут существенно облегчить решение данной задачи. За рубежом ещё в 1970 годы получили широкое использование системы автоматизированного управления НПЗ, которые позволяют заметно сократить затраты и потери. В России их внедрение началось значительно позднее. О том, какие плюсы может дать комплексная автоматизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, журналу «Нефть России» рассказал генеральный директор Emerson Process Management в России и Белоруссии, доктор технических наук Николай ШЕСТАКОВ.

– Николай Вадимович, велико ли, на Ваш взгляд, отставание России от ведущих индустриальных держав в сфере автоматизации производственных процессов?

– Россия в области автоматизации сейчас догоняет Запад. Да, раньше у нас был существенный разрыв. За рубежом ещё с середины 1970 годов началось внедрение распределённых систем управления (DeltaV от Emerson, Centum от Yokogawa, Experion от Honeywell), а отечественные

НАША СПРАВКА



Николай Вадимович Шестаков имеет более чем 30-летний опыт работы в области автоматизации различных отраслей промышленности, таких как нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, нефтегазовая, целлюлозно-бумажная и производство минеральных удобрений. Он окончил факультет вычислительной математики и кибернетики МГУ им. Ломоносова. Затем работал в Институте проблем управления РАН, где занимался созданием систем усовершенствованного управления, оптимизационного производственного и инвестиционного планирования, компьютерных тренажёрных комплексов.

В 1990 годы Н. Шестаков был генеральным директором и совладельцем СП «Петроком», компании-лидера на рынке высокотехнологичных решений и консалтинга в области промышленной автоматизации. В 2005 г. это СП было приобретено компанией Honeywell, и Н. Шестаков занимал различные посты в российском подразделении этой корпорации.

С января 2012 г. является генеральным директором Emerson Process Management в России и Белоруссии. В этой должности он занимается координацией планирования и реализации бизнес-стратегий, а также продаж и маркетинга.

Имеет степень доктора технических наук, является профессором кафедры технологии переработки нефти РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Николай Вадимович с женой и двумя сыновьями живёт и работает в Москве.

системы управления. То есть у нас было минимум 20-летнее отставание от Запада. Сейчас ситуация ещё не сравнялась, но уже заметно улучшилась.

– Может быть, именно такое отставание позволит использовать опыт западных стран и сразу перейти к более высоким стадиям автоматизации?

– Такой «прыжок» возможен далеко не всегда, но в ряде случаев, действительно, отечественные предприятия получили преимущество перед западными «коллегами». Например, беспроводные системы сейчас внедряются в РФ более активно, чем в Европе. В 1980 годы американские и европейские заводы потратили огромные средства на прокладку кабельных трасс (это сотни километров на каждом объекте). И сегодня им психологически не просто отказаться от их использования и снова вкладывать деньги в построение беспроводных систем.

– А могли бы Вы описать «идеальную» схему автоматизации, например процесса получения бензина на нефтеперерабатывающем заводе?

– Что ж, давайте попробуем пройти снизу вверх по цепочке автоматизации. Прежде всего, технологические процессы для производства компонентов товарного бензина должны быть оснащены средствами автоматизации и измерения (расход, температура, давление, качественные параметры и т. д.).

Далее, в процессе смешения компонентов по определённой рецептуре, производится товарный бензин заданной марки. Ныне компании теряют много

предприятия продолжали использовать пневматику. И только в 1990 годы начали создаваться совместные предприятия с участием ведущих зарубежных корпораций. Первое из них было учреждено компанией АВВ и Министерством химической промышленности, затем Honeywell создала СП с Министерством минеральных удобрений. И в 1994–1995 гг. в стране стали появляться первые распределённые си-

предприятия продолжали использовать пневматику. И только в 1990 годы начали создаваться совместные предприятия с участием ведущих зарубежных корпораций. Первое из них было учреждено компанией АВВ и Министерством химической промышленности, затем Honeywell создала СП с Министерством минеральных удобрений. И в 1994–1995 гг. в стране стали появляться первые распределённые си-

финансовых средств из-за того, что выпускают продукцию, не отвечающую спецификации. Например, требуется произвести определённый объём 95-го бензина. Но операторы, опасаясь получить топливо более низкого качества, «перестраховываются» и используют высокооктановые компоненты выше нормы. В результате получается не 95-й, а, допустим, 96-й бензин, то есть с запасом по качеству. Покупателю это на руку, но само предприятие теряет средства из-за перерасхода дорогостоящих компонентов. А иногда приходится прибегать к вторичному смешению полученной продукции, чтобы получить горючее нужного качества. Системы автоматической оптимизации процесса смешения как раз и позволяют решить эту проблему.

В дальнейшем обязательно нужны распределённые системы управления на всех установках. При этом в идеале лучше иметь единую операторскую, откуда ведётся управление всеми процессами предприятия. В этом случае операторы могут наладить эффективную коммуникацию «вживую».

Системы распределённого управления позволяют безопасно и эффективно осуществлять процесс производства. Но ими управляют живые люди, которым свойственно... осторожничать. То есть они «на всякий случай» не позволяют оборудованию работать на максимальную мощность. Поэтому, чтобы оптимизировать деятельность НПЗ, нужны системы усовершенствованного управления (Advanced Process Control), грубо говоря, некие аналоги автопилота в самолёте. Они позволяют «предсказывать» развитие событий и вести технологические процессы близко к линии ограничения и, соответственно, гораздо более эффективно. В результате экономится тепловая и электрическая энергия, увеличивается выход нефтепродуктов требуемого качества.

На Западе такие системы существуют с середины 1990-х, а у нас только начинают внедряться. Подобные проекты окупаются буквально за три-четыре месяца и затем приносят большой доход.

На «идеальном» заводе все основные процессы должны быть охвачены системами APC (Advanced Process Control). А на «сверхидеальном» возможно построение единой системы усовершенствования управления для всего предприятия. Критерием для неё будет служить эффективность работы НПЗ в целом, а не отдельной установки.

Наконец, самый верхний уровень автоматизации производства – это системы MES – Manufacturing Execution System. Они получают информацию со всех приборов и аккумулируют её в единой базе данных, что позволяет оперативно управлять производством и строить материально-сырьевые балансы. Благодаря этому можно оперативно обнаружить утечку нефтепродуктов (например, из-за повреждения трубопровода) или факт хищения. Данные системы

ских объектов, например градирни или промышленной установки. А миниатюрные беспроводные датчики позволяют получать информацию о функционировании оборудования в режиме он-лайн. Соответственно, если параметры начинают отклоняться от заданных, его можно быстро заменить или отремонтировать и тем самым предотвратить значительную аварию.

Так вот, на типичном НПЗ мощностью 250 тыс. баррелей в сутки такая «диспансеризация» оборудования позволяет



Новая линия по производству средств измерения уровня по перепаду давления, открытая в 2013 г.

активно применяются на Западе, а у нас лишь начинают внедряться.

– Таким образом, «человеческий фактор» сводится практически к нулю?

– Да, уже сегодня функции оператора часто сводятся лишь к пуску и останову оборудования (например, в случае планового ремонта установки). Возможно, когда-то (но, думаю, не в ближайшие 5–10 лет) будут созданы такие модели управления, при которых и эти две операции потребуют всего лишь нажатия одной кнопки...

– И какой совокупный финансовый эффект даёт описанная Вами схема автоматизации производства?

– Конечно, это зависит от конкретного предприятия. Приведу только один пример – использование беспроводных систем. До их внедрения было фактически невозможно контролировать «некритическое» оборудование – теплообменники, насосы и т. д. Но их выход из строя может привести если и не к катастрофе, то к полному останову отдельных технологиче-

сэкономить 14 млн долларов в год. А ведь это только малая часть процесса автоматизации. Более комплексный подход даёт гораздо больший эффект – до сотен миллионов долларов.

Кроме того, установка 100 беспроводных датчиков вместо 100 проводных, расположенных на расстоянии до 100 м от операторской (на практике дистанция, как правило, гораздо больше), обеспечивает 40-процентную экономию на проекте автоматизации.

Беспроводные технологии важны и с точки зрения безопасности. Вспомним, в 2012 г. на НПЗ в Киришах возник пожар, который уничтожил километры кабельных трасс. Их восстановление потребовало огромных средств и усилий. А при применении беспроводных технологий достаточно сменить сгоревшие приборы...

– Многие эксперты отмечают, что устаревшие правила технического регулирования тормозят модернизацию нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий в России. Разделяете ли Вы это мнение?

– Да, я считаю, что в системе технического регулирования наблюдается большая инерция. Некоторые ныне действующие нормативные акты разрабатывались чуть ли не в 1930 годы и сегодня выглядят просто смешно. Требуется множество согласований, не отвечающих современному техническому уровню оборудования. Получение некоторых разрешительных документов занимает у нас даже не месяцы, а целые годы...

Это тормозит реализацию проектов наших заказчиков. Поэтому мы вместе пытаемся вести разъяснительную работу с различными регулирующими органами и как-то влиять на изменение законодательной основы в сфере автоматизации. Некоторый прогресс уже имеется. Недавно межповерочный интервал для наших приборов был увеличен с трёх до пяти лет. Согласно нормам, необходимо остановить производство, снять прибор, отправить его на экспертизу, заплатить за это деньги. Можете себе представить, во сколько обходится, например, останов на месяц-полтора установки атмосферной перегонки мощностью 4–6 млн т в год?!

Теперь эту процедуру надо осуществлять раз в пять лет. Конечно, это лучше, чем раз в три года. Но практика доказывает, что наши приборы могут бесперебойно работать в среднем 12–15 лет...

– Какие позиции на мировом рынке автоматизированных систем управления сегодня занимает компания Emerson?

– Emerson – это транснациональная корпорация, предлагающая технологические и инженеринговые решения во многих отраслях промышленности. Она включает в себя пять подразделений, крупнейшим из которых является Emerson Process Management (на него приходится около трети глобальных продаж корпорации – около 9 млрд долларов в год). Именно эта структура и занимается вопросами промышленной автоматизации.

В мире существует «большая шестёрка» компаний, занимающихся автоматизацией производств. В неё, помимо Emerson, входят Siemens, Honeywell, Yokogawa, Schneider и ABB. Но наша компания – самый крупный игрок на данном рынке, она обеспечивает широчайший спектр покрытия потребностей в сфере автоматизации. Если другие компании больше сконцентрированы, например, на клапанах и датчиках (нижний уровень автоматизации) или на системах управления (верхний уровень), то у Emerson гармонично представлены все уровни.



Новая линия производства шкафов управления в Челябинске, открытая в 2013 г.

Так, в основании «пирамиды автоматизации» находятся контрольно-измерительные приборы, далее идут исполнительные механизмы (клапаны, приводы), затем – системы управления (разработанная Emerson платформа DeltaV). На самом верху – уже упоминавшиеся системы усовершенствованного управления (Advanced Process Control) и MES системы. То есть Emerson практически полностью охватывает всю линейку – от самого низа и до уровня ERP (Enterprise Resource Planning – планирование ресурсов предприятия). С помощью разработанных и произведённых нашей корпорацией приборов и систем можно покрыть до 95% потребностей в автоматизации нефтегазовых промыслов, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

– Как давно Emerson присутствует на российском рынке, и каких успехов ей удалось здесь добиться?

– Поставки оборудования Emerson начались ещё во времена СССР, с 40-х годов прошлого века. Её присутствие в России быстро расширялось. И в отличие от многих других западных компаний, которые имеют несколько потребительское отношение к российскому рынку (то есть стремятся лишь к быстрому извлечению прибыли), Emerson занимается в РФ активным инвестированием. Мы считаем, что надо действовать не как «варяги» – приехали, заработали и уехали, – а способствовать развитию российского производства и научно-технического потенциала.

В частности, компания Emerson приобрела челябинское предприятие «Метран»,

где сегодня работают около 1 тыс. человек. В 2013 г. практически в чистом поле был заложен первый камень в начале строительства нового завода. В 2015 г., после его ввода в эксплуатацию, Промышленная группа «Метран» будет производить более широкий спектр оборудования Emerson – не только датчики, клапаны и системы управления, но и регуляторы, радиарные уровнемеры, а в будущем – продукцию других бизнесов Emerson, например Emerson Network Power.

На базе ПГ «Метран» создан научно-технический центр, где работают более 200 высококлассных инженеров, в том числе с научными степенями. Они разрабатывают новые датчики и другие продукты не только для рынка России и СНГ, но и для всего мира, тесно взаимодействуя с другими проектными центрами компании. Кроме того, на базе ПГ «Метран» действует центр поддержки заказчиков, обслуживающий как Россию, так и страны СНГ – Украину, Казахстан, Белоруссию, Азербайджан, Туркменистан.

Emerson наладила сотрудничество с Южно-Уральским государственным университетом, ставшим «кузницей кадров» для компании. Студенты, заканчивающие обучение, уже являются готовыми специалистами, которых можно или брать на работу в компанию, или рекомендовать нашим заказчикам.

Но ПГ «Метран» – это не единственный «опорный пункт» Emerson в России. Мы в отличие от многих других компаний, не стремимся действовать исключительно из Москвы, а активно выходим в регионы. Пытаемся охватить Россию и офисами продаж, и сервисными центрами.



Открытие сервисного центра и нового офиса Emerson в Атырау, Казахстан, 19 февраля 2014 г.

ми. Сейчас у нас 42 офиса, которые занимаются как реализацией продукции, так и технической поддержкой и обслуживанием.

– Возможны ли поставки продукции, произведённой на «Метране» по технологиям Emerson, в страны дальнего зарубежья?

– Сейчас производимое там оборудование поставляется в Россию и государства СНГ, так как спрос на данном рынке достаточно велик. Но после пуска нового завода теоретически возможен экспорт продукции «Метрана» и в другие страны. Конечно, отправлять её в Америку или Китай нет смысла, но в Восточную Европу – почему бы и нет? По своему качеству приборы, изготавливаемые в Челябинске, ничем не отличаются от тех, что производятся подразделениями Emerson в других странах, – общекорпоративные стандарты качества полностью соблюдаются.

– Какие российские компании являются основными заказчиками Emerson?

– Мы работаем практически со всеми вертикально интегрированными нефтегазовыми компаниями России. Наши крупнейшие заказчики – «Газпром», «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК». Сотрудничаем также с химическими и нефтехимическими компаниями, в том числе с лидером данного рынка – «СИБУРОм». У нас традиционно тесные связи с российской энергетикой, в том числе и с атомной промышленностью. ПГ «Метран» выпускает часть продукции в «атомном» исполнении, то есть специально для объектов атомной энергетики.

За рубежом компания Emerson активно действует и во многих других секторах экономики. Например, она обеспечивает значительную долю автоматизации фармацевтических предприятий. Однако в России, к сожалению, эта отрасль развита довольно слабо. Тем не менее мы стремимся диверсифицировать свою деятельность в РФ – как в географическом, так и в отраслевом плане. В частности, начинаем сотрудничество с металлургическими заводами...

– Не могли бы Вы привести примеры проектов, реализованных в нефтегазовом комплексе РФ, с участием компании Emerson?

– Их достаточно много. Один из крупнейших – первая фаза освоения Ванкорского месторождения в Красноярском крае, разрабатываемого «Роснефтью». Там Emerson выступила в качестве генерального подрядчика по автоматизации, то есть обеспечила поставку всей линейки оборудования и систем (контрольно-измерительные приборы, клапаны Fisher, системы управления DeltaV). Этот проект длился несколько лет, а вскоре должна начаться вторая фаза освоения Ванкора. Надеемся, что нам и здесь удастся потрудиться.

Достаточно много проектов осуществляется нами для «ЛУКОЙЛа». В частности, мы обеспечили комплексную автоматизацию Варандейского терминала на побережье Баренцева моря. Это самый северный круглогодичный нефтеотгрузочный терминал в мире, и в ходе работ преодолевались сложности, в том числе связанные с низкими температурами окружающей среды. Поэтому Emerson пошла дальше. В 2013 г. были выпущены на рынок проводные и беспроводные датчики для работы при температуре –55... –60 °С, которые позволят нефтегазодобывающим компаниям легче автоматизировать арктические и другие северные объекты.

Кроме того, компания участвовала в автоматизации строящегося комплекса каталитического крекинга на заводе «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», а также реализовала проект на нефтехимическом комбинате «Ставролен» в Будённовске.



Производственная линия датчиков давления ПГ «Метран»

Большой объём работ проделан на заводе «Киришинефтеоргсинтез» («Сургут-нефтегаз»), где в конце 2013 г. был пущен крупнейший в Европе комплекс глубокой переработки нефти на базе гидрокрекинга мазута. Следующий шаг модернизации данного предприятия – строительство комплекса по выпуску высокооктановых бензинов. Предполагается, что он будет отличаться высокой степенью автоматизации и компания Emerson рассчитывает принять участие в осуществлении этого проекта.

С «Газпром нефтью» мы сотрудничаем в сфере автоматизации объектов «Ноябрьск-нефтегаз». Кроме того, хорошей базой для нашего партнёрства является Московский НПЗ. Сейчас это предприятие фактически перестраивается – на старой площадке будет сооружён новый завод. С точки зрения автоматизации это очень амбициозный и интересный проект.

Взаимодействуем также с принадлежащим «Газпром нефти» Омским НПЗ – главным образом поставляем туда измерительные приборы и датчики. Но я считаю, что мы недостаточно представлены на этом крупнейшем в России перерабатывающем заводе (во времена СССР он перерабатывал 30 млн т нефти в год, сейчас несколько меньше). И руководство «Газпром нефти» тоже так считает. Поэтому мы планируем заключить соглашение о расширении партнёрства.

– Российское представительство Emerson напрямую работает с заказчиками, или же они вынуждены заключать контракты с центральным офисом?

– Есть два основных подхода. Иногда российские заказчики назначают так называемого ЕРС-контрактора (*от англ. Engineering, procurement and construction* – *Ред.*), который выполняет «под ключ» весь цикл работ и в том числе решает вопросы автоматизации. Тогда проектом занимается офис Emerson в той стране, откуда ЕРС-контрактор (например, если это корпорация Linde, в Германии). Но мы, представители Emerson Process Management в России, активно с ним взаимодействуем, в частности – отвечаем за подготовку разрешительной документации и дальнейшую техническую поддержку оборудования.

Но подобным образом реализуется лишь часть проектов, в основном связанных с новым строительством или крупными реконструкциями. Большая часть проектов осуществляется самими нашими заказчиками без привлечения ЕРС-



Новая линия производства температуры в ПГ «Метран», открытая в 2013 г.

контракторов либо с привлечением наших российских интеграторов по автоматизации. В этом случае вопросами автоматизации занимается непосредственно наш офис.

– Выходит, что Emerson подключается к уже реализуемым проектам? То есть на этапе проектирования объектов ваши решения в сфере автоматизации не учитываются?

– Мы много взаимодействуем с проектными институтами и стараемся обсуждать вопросы автоматизации на проектной стадии. Чем раньше начинаешь их проработку, тем дешевле это оказывается для заказчика. В этом случае многие проблемы отпадают уже на ранних стадиях осуществления проекта и он реализуется быстрее и эффективнее.

Но это в значительной мере зависит от заказчика. Есть «продвинутые» компании, которые стремятся действовать именно подобным образом. Но есть и такие, которые вспоминают о необходимости автоматизации только тогда, когда «петух клонет»: проект уже близится к завершению – и вдруг объявляют тендер. А выиграв его, мы обнаруживаем, что сам проект никуда не годится. В результате много времени и денег тратится на его доработку.

При этом некоторые заказчики устраивают «винегрет», то есть пытаются одновременно использовать автоматизированные системы различных компаний, которые плохо взаимодействуют друг с другом.

В мировой практике существует такой подход – Main Automation Contractor. Это

означает, что та или иная компания, например Emerson, становится головной организацией по вопросам автоматизации. И она отвечает как за свои системы и оборудование, так и за взаимодействие с третьими сторонами, то есть за весь проект в целом – начиная от этапа проработки и до передачи объекта заказчику в пользование. Мировой опыт свидетельствует, что такой подход экономит 15–20% затрат на автоматизацию.

– Как Вы полагаете, смогут ли в перспективе российские компании встать в один ряд с представителями «большой шестёрки» и на равных конкурировать с ними хотя бы на отечественном рынке?

– Компании «большой шестёрки» уже сейчас ощущают конкуренцию со стороны российских производителей. Конечно, распределённых систем управления типа DeltaV в РФ не делают, но многие отечественные подрядчики занимаются сборкой систем SCADA на основе элементной базы зарубежных фирм (например, Allen Bradley). Это более простой уровень автоматизации, однако многих заказчиков он удовлетворяет.

В России также производят ряд приборов – тех же клапанов и датчиков. И определённые отечественные компании довольно активно действуют на этом рынке. Они, как правило, предлагают более дешёвую продукцию и поэтому иногда составляют нам серьёзную конкуренцию.

Но я не думаю, что в ближайшее время появится какой-нибудь российский аналог Emerson, Honeywell или другого участника «большой шестёрки». ■

Читайте журнал

РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА



**РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА**

По вопросам сотрудничества обращайтесь по телефонам:

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

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

В поисках однозначных результатов

НПО «Химбурнефть» предлагает усовершенствованную методику оценки ингибиторов глинистых минералов при строительстве нефтегазовых скважин

Юрий МОЙСА,
директор, кандидат химических наук;
Николай МОЙСА,
заместитель директора по бурению,
кандидат технических наук;
Дмитрий ИВАНОВ,
главный геолог;
Виталий ЯКОВЕНКО,
начальник технического отдела
(ООО «НПО «Химбурнефть»»)

Оценка ингибирующих свойств технологических жидкостей (ТЖ), применяемых при строительстве и ремонте скважин, играет важную роль при выборе наиболее эффективных их составов (рецептур). Это способствует увеличению продолжительности устойчивого состояния стенок скважины в интервалах залегания глинистых пластов и сохранению проницаемости коллектора.

НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЬ ЧИСЛЕННОЙ ОЦЕНКИ

Существующая методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов, изложенная в РД 39-00147001-773-2004 [1], разработана на основе авторского свидетельства на изобретение [2]. Она имеет ряд недостатков, обусловленных отсутствием учёта фактической высоты эталонных глиняных образцов, плотности взаимодействующей с глиной жидкости (фильтрата ТЖ), температуры, а также некорректностью первоначального увлажнения глинопорошка для изготовления качественных глинистых образцов. Отмеченные недостатки не позволяют однозначно оценивать ингибирующие свойства ТЖ, так как полученные результаты значительно отличаются друг от друга для одних и тех же испытуемых жидкостей [2].

В связи с такой неопределённостью численной оценки ингибирующих свойств технологических жидкостей по



существующей методике невозможно сопоставить между собой результаты, полученные разными исследователями. Поэтому назрела необходимость устранения выявленных недостатков. Требуется, не меняя принципиального подхода к способу оценки ингибирующих свойств ТЖ, теоретически обосновать и упорядочить проведение экспериментов с целью достижения однозначности (в численном выражении) при оценке ингибирующих свойств каждой ТЖ.

За основу был взят принципиальный подход к оценке ингибирующих свойств буровых растворов (БР) по показателю увлажняющей способности (P_0). Данный способ запатентован [2] и широко применяется в промышленной практике [1, 3, 4, 5]. Выполнены его методические и метрологические уточнения, а также разработана универсальная методика оценки ингибирующих свойств любых систем ТЖ по отношению к глинистым минералам. При этом применяется от-

носительный показатель ингибирующих свойств по абсолютной скорости адсорбции $V_{ТЖ}$ и относительной скорости адсорбции $I_{отн.}$ по хлоркалийевому эквиваленту.

Целью научно-исследовательской работы было достижение однозначности (в численном выражении) и воспроизводства результатов при оценке минеральных и органических ингибиторов диспергирования глин и глинистых минералов в жидкой фазе БР или ТЖ, применяемых при бурении, первичном вскрытии продуктивных пластов, глушении и ремонте разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин.

Методическая и метрологическая работа выполнена физико-химической лабораторией ООО «НПО «Химбурнефть»» и предназначена для практического использования специалистами других предприятий, занимающихся разработкой ингибиторов глин, ингибирующих БР и ТЖ.

КАК «ЗАМЕРИТЬ» ИНГИБИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА

В основу методики положено свойство глинистых минералов адсорбировать (поглощать, впитывать) на своей поверхности жидкую водную фазу и растворённые в ней органические и минеральные вещества. Замедление адсорбции горными породами ствола скважины жидкой фазы БР, применяемых при строительстве скважины, позволяет продлить устойчивое состояние стенок скважины (в первую очередь, в интервале залегания глинистых минералов).

Для сравнительной оценки ингибирующих (по отношению к глинам) свойств БР или ТЖ используются эталонные цилиндрические образцы (столбики) массой около 20 г. Они изготовлены методом прессовки из немодифицированного бентонитового порошка марки ПБТ-1 (ТУ 2164-001-50655195-2006 ООО «Алтайская Сырьевая Компания»), полученного из глин Таганского месторождения (содержание монтмориллонита – свыше 90%). Эти столбики помещаются в среду исследуемого ингибирующего раствора.

Основными измеряемыми параметрами при оценке ингибирующих свойств ТЖ являются высота открытой боковой поверхности и масса поглощённой жидкой фазы за определённый промежуток времени.

$$\Delta M = M_1 - M_0, \text{ где} \quad (1)$$

ΔM – масса адсорбированной образцом жидкой фазы, г;

M_0, M_1 – масса (г) эталонного глинистого образца соответственно до и после его контакта с исследуемой ТЖ в течение времени T .

Во всех экспериментах время тестирования (T) принято равным четырём часам (14400 с) в соответствии требованиями [1, 2].

Средняя скорость массопереноса в результате адсорбции жидкой фазы ТЖ эталонным образцом составляет

$$V_{\text{ТЖ}} = \Delta M / T \quad (2)$$

или после перехода к объёмным параметрам –

$$Q_{\text{ТЖ}} = \Delta M / \rho \cdot T, \text{ где} \quad (3)$$

$Q_{\text{ТЖ}}$ – объёмная скорость адсорбции компонентов жидкой фазы ТЖ эталонным глинистым образцом, см³/с;

ρ – плотность адсорбированной жидкой фазы (фильтрата ТЖ), г/см³.

При проведении эксперимента взаимодействие ТЖ с эталонным глинистым образцом происходит по боковой цилиндрической поверхности площадью

$$S = \pi \cdot d \cdot h, \text{ где} \quad (4)$$

S – площадь образца, контактирующая с ТЖ, см²;

$d = 2$ см – диаметр эталонного глинистого образца;

h – высота образца, см.

Поэтому средняя скорость адсорбции исследуемой ТЖ, отнесённая к единице площади эталонного глинистого образца, будет

$$V_{\text{ТЖ}} = Q_{\text{ТЖ}} / S. \quad (5)$$

После подстановки значений $Q_{\text{ТЖ}}$ и S из формул (3) и (4) в уравнение (5) получаем в развёрнутом виде

$$V_{\text{ТЖ}} = \Delta M / \rho \cdot T \cdot \pi \cdot d \cdot h. \quad (6)$$

Если учесть переход к Единой международной системе единиц измерения, а также то, что по условиям экспериментов с использованием эталонных глинистых образцов ряд величин являются постоянными ($\pi = 3,14$; $T = 4$ часа; $d = 2$ см), окончательно получим упрощённую формулу расчёта абсолютной скорости адсорбции жидкой фазы ТЖ на единице поверхности эталонного глинистого образца в нанометрах в секунду (нм/с):

$$V_{\text{ТЖ}} = 110,58 \cdot \Delta M / \rho \cdot h, \text{ где} \quad (7)$$

$V_{\text{ТЖ}}$ – абсолютная скорость адсорбции компонентов жидкой фазы ТЖ на единице поверхности эталонного глинистого образца, нм/с;

ΔM – приращение массы эталонного глинистого образца, г;

ρ – плотность адсорбированной жидкости (фильтрата ТЖ), г/см³;

h – высота открытой боковой поверхности эталонного глинистого образца, см.

Исходя из физической сущности параметра $V_{\text{ТЖ}}$, измеряемого в нанометрах в

секунду (нм/с), он используется в качестве показателя ингибирующих свойств ТЖ, так как позволяет различать их по скорости их адсорбции эталонным глинистым образцом. При этом, чем меньше полученное в эксперименте численное значение показателя $V_{\text{ТЖ}}$, тем выше ингибирующая способность ТЖ.

Для сравнительной оценки ингибирующих свойств и составления соответствующей шкалы для различных ТЖ (буровых растворов, жидкостей глушения и ремонта скважин) предлагается использовать универсальный безразмерный показатель – $I_{\text{ОТН}}$. (по отношению к стандартному 3-процентному водному раствору KCl):

$$I_{\text{ОТН}} = V_{\text{ТЖ}} / V_{\text{KCl}}, \text{ где} \quad (8)$$

$I_{\text{ОТН}}$ – относительная скорость адсорбции, доли ед.;

$V_{\text{ТЖ}}$ – абсолютная скорость адсорбции исследуемой ТЖ, вычисляемая по формуле (7), нм/с;

V_{KCl} – абсолютная скорость адсорбции 3-процентного раствора KCl, нм/с, также вычисленная по формуле (7).

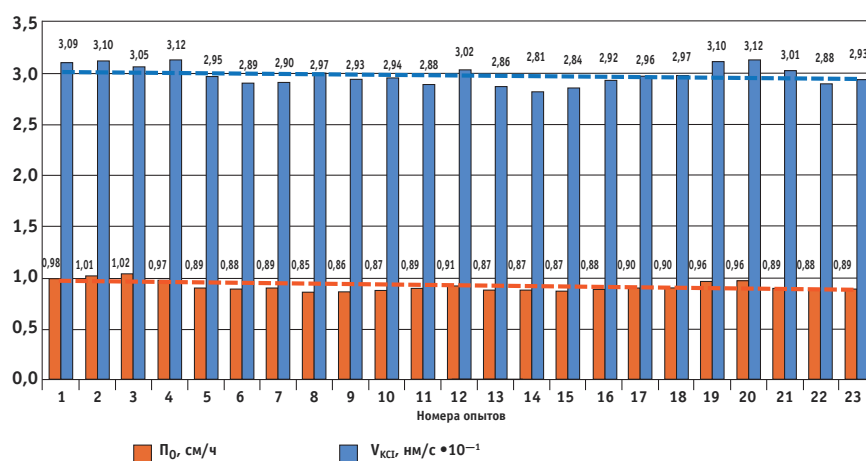
Показатель $I_{\text{ОТН}}$ характеризует ингибирующие свойства исследуемой ТЖ в хлоркалийевом эквиваленте, то есть оценивает величину скорости адсорбции каждой ТЖ по сравнению со значением этого показателя для базового 3-процентного раствора KCl, принятого за стандартный эталон. Критериями высокой ингибирующей способности ТЖ является выполнение условий:

$$V_{\text{ТЖ}} < V_{\text{KCl}} \quad (9)$$

или

$$I_{\text{ОТН}} < 1,0 \quad (10).$$

Рис. 1. Стабильность показателей ингибирующих свойств по абсолютной скорости адсорбции жидкой фазы V_{KCl} и увлажняющей способности P_0 для 3-процентного водного раствора хлористого калия на эталонных образцах глинопорошка марки ПБТ-1



Следует подчеркнуть, что величина V_{KCl} в общем случае не является постоянной даже для эталонного глинистого образца и может варьировать в зависимости от естественной влажности и минералогического состава исходного глинопорошка, условий и продолжительности хранения эталонных образцов, температуры окружающей среды и других факторов. В связи с этим в каждой серии экспериментов при определении абсолютной величины $V_{\text{TЖ}}$ рекомендуем проводить контрольный тест – параллельно замерять величину 3-процентного хлоркалиевого эквивалента (V_{KCl}) для получения сравнительной величины ингибирующей способности измеряемой ТЖ. Если в процессе эксперимента наблюдаются признаки разрушения (осыпания) эталонного глинистого образца, помещённого в раствор, то исследуемая ТЖ не обладает ингибирующими свойствами, достаточными для проведения технологических операций в скважине в интервале залегания глинистых пластов.

Из рис. 1 следует, что абсолютная скорость адсорбции V_{KCl} жидкой фазы 3-процентного раствора хлористого калия на единице поверхности эталонного глинистого образца остаётся стабильной и воспроизводимой со средним значением $V_{\text{KCl}} = 29,7$ нм/с. А величина показателя ингибирующей способности Π_0 , рассчитанная по [1, 2], имеет среднее значение $\Pi_0 = 0,88$ см/ч.

Прессование столбиков производили в пресс-форме, конструкция и размеры которой приведены в РД 39-00147001-773-2004 (с. 120–124) [1]. Навеску увлажнённого глиноматериала, равную 21 г, необходимо засыпать в пресс-форму, поместить под гидравлический пресс (рис. 2) и подвергнуть осевому сжатию усилием 12,56 кН в течение 5 мин.

Для получения требуемого усилия сжатия глиноматериала необходимо создать под поршнем гидравлического пресса давление, определяемое по формуле:

$$P = \frac{F}{0,785 \cdot D^2}, \text{ где} \quad (11)$$

P – давление под поршнем гидравлического пресса, МПа;

F – требуемое усилие осевого сжатия глиноматериала, кН;

D – диаметр поршня гидравлического пресса, м.

Время набора давления составляет 30–40 с. Если диаметр поршня гидравлического пресса равен 40 мм ($D = 0,04$ м), а требуемое усилие сжатия глинома-

Рис. 2. Пресс ПГР-3-М



1 – столик пресса, 2 – пресс-форма, 3 – силовой винт, 4 – стержень пресс-формы, 5 – дожимное устройство, 6 – манометр

териала в пресс-форме $F = 12,56$ кН, то необходимая величина давления под поршнем гидравлического пресса составляет:

$$P = \frac{12,56}{0,785 \cdot 0,0016} = 10 \text{ МПа, где} \quad (12)$$

По истечении 5 мин. необходимо извлечь глинистый столбик из пресс-формы и поместить его в герметичную упаковку. По окончании изготовления всей партии образцов требуется поочередно запарафинить торцы каждого столбика, опуская их в расплавленный парафин на глубину 1,5–2,0 мм. Далее надо герметично упаковать образцы, оставляя минимально возможное количество воздуха для предупреждения потери исходного влагосодержания.

МЕТОДОЛОГИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

Порядок проведения эксперимента по оценке ингибирующих свойств ТЖ состоит в следующем. Надо подготовить 10 прозрачных стаканчиков (по 150–200 мл) и 10 эталонных глинистых столбиков. Далее измерить высоту h , свободную от парафина, и исходную массу M_0 с точностью до 0,01 г. Последовательно поместить в стаканчики эталонные глинистые столбики. Каждый из них полностью залить исследуемой ТЖ. В первые два-три стаканчика надо залить по 100 мл реперного (контрольного) 3-процентного водного раствора KCl. В остальные семь-восемь стаканчиков – по 100 мл исследуемой ТЖ. Теперь можно начать от-

счёт времени. Эксперименты проводят при комнатной температуре (от +18 до +22 °С).

По истечении четырёх часов столбики следует извлечь из среды, промокающим с помощью фильтровальной бумаги удалить с их поверхности капли жидкости и определить конечную массу M_1 каждого из них с точностью до 0,01 г. При испытаниях буровых растворов или других ТЖ, содержащих твёрдую фазу, минеральные и органические компоненты, надо отобрать их фильтрат и любым из известных способов определить его плотность ρ (г/см³). Далее произвести расчёт абсолютной скорости адсорбции жидкой фазы ТЖ на единице поверхности эталонного глинистого образца $V_{\text{TЖ}}$ и абсолютной скорости адсорбции на глинистом образце V_{KCl} в нм/с по формуле (7).

Затем необходимо вычислить величину относительного показателя ингибирующих свойств исследуемой ТЖ в хлоркалиевом эквиваленте по формуле (8). При низкой ингибирующей способности ТЖ или при недостаточной концентрации ингибитора в растворе происходит постепенное разрушение (осыпание) боковых поверхностей глинистых столбиков. В этом случае эксперимент прекращается вследствие нарушения геометрической формы эталона и потери исходной (M_0) массы образца.

Параллельно можно рассчитать величину Π_0 (см/ч) по формуле, приведённой в [1]. При этом показатель увлажняющей способности Π_0 будет равен текущей скорости увлажнения V_r , так как коэффициент коллоидальности используемого глинопорошка марки ПБТ-1 равен 0,85. И расчётная формула примет вид:

$$\Pi_0 = V_t = (M_1 - M_0) \cdot K^1 \cdot 100 / M_0 \cdot T, \text{ см/ч, где}$$

M_0, M_1 – масса эталонного глинистого образца (соответственно исходная и после контакта с исследуемой ТЖ в течение 4 часов), $K^1 = 1$ см.

На рис. 3 и 4 приведены данные экспериментальных исследований ингибирующей способности по показателям $V_{\text{TЖ}}$ (нм/с), Π_0 (см/ч) и $I_{\text{отн. водн. раств.}}$ водных растворов: минерального ингибитора – хлористого калия (ГОСТ 4568-95 ОАО «Уралкалий») с концентрациями от 0,5 до 10%, – органического ингибитора марки ХБН, выпускаемого по ТУ 2458-001-49472578-2004 ООО «НПО «Химбурнефть», и их композиции – органо-минеральные сочетания 0,5% KCl и 5% ХБН.

Рис. 3. Зависимость показателей $V_{ТЖ}$ и P_0 от концентрации минерального ингибитора KCl, органического ингибитора глин марки ХБН и синергетической композиции 0,5% KCl + (2,5% – 10%) ХБН в воде

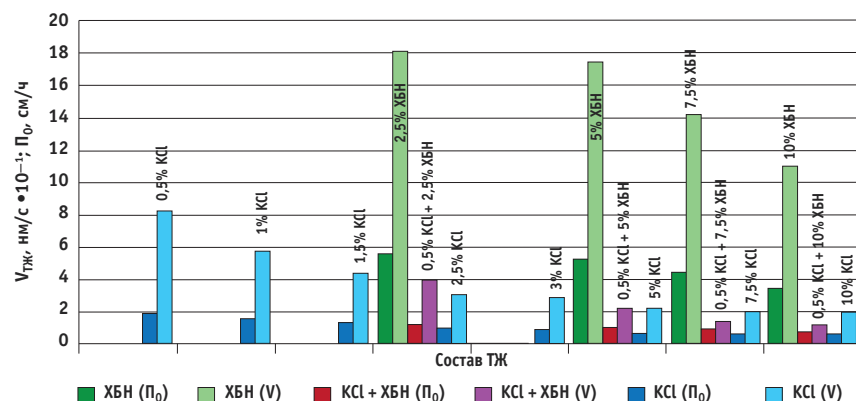
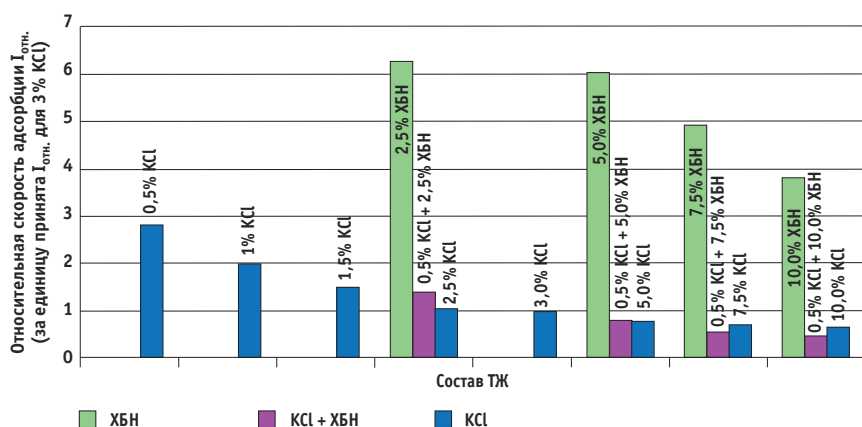


Рис. 4. Зависимость относительного ингибирующего показателя $I_{отн.}$ от концентрации KCl, органического ингибитора глин марки ХБН и синергетической композиции 0,5% KCl + (2,5% – 10%) ХБН в воде



Из рис. 3 видно, что с увеличением в составе ТЖ концентрации KCl от 0,5 до 3% ингибирующая способность по показателям $V_{ТЖ}$ и P_0 улучшается в 1,7–2,2 раза. А далее, с повышением концентрации KCl от 3 до 10%, значения изменяются незначительно (на 25–30%). Таким образом, максимальная эффективность применения хлористого калия для ингибирования глинистых минералов достигается при концентрациях до 3%.

Установлено, что органический ингибитор глинистых минералов марки ХБН в диапазоне концентраций от 2,5% до 10% водных растворов ТЖ снижает показатели P_0 от 5,56 см/ч до 3,45 см/ч и $V_{ТЖ}$ от $18,12 \times 10^{-1}$ нм/с до $11,02 \times 10^{-1}$ нм/с. Соответственно в среднем до 38%. Однако при сочетании ХБН и хлористого калия в органо-ми-

неральных растворах ТЖ различного соотношения получен и многократно подтвержден синергетический эффект максимального ингибирования глин. Он наиболее высок при концентрациях 0,5% – 1% KCl в сочетании с 3–5% органического ингибитора ХБН (см. рис. 3 и 4).

По результатам данных испытаний можно сделать вывод: для целей ингибирования глин оптимальной является концентрация KCl до 3%, а дальнейшего повышения ингибирующих свойств можно достигнуть другими органическими добавками. Они, в свою очередь, улучшают фильтрационные, поверхностно-активные и реологические свойства, повышают информативность ГИС, предотвращают коррозию, износ обсадной

колонны и другого подземного, устьевого оборудования скважины.

Относительный показатель $I_{отн.}$ характеризует ингибирующие свойства исследуемой ТЖ в хлоркалийевом эквиваленте, то есть оценивает величину скорости адсорбции любой ТЖ по сравнению со значением этого показателя для базового 3-процентного раствора KCl, принятого за эталон. Это исключает влияние посторонних факторов на результаты экспериментов в цифровом выражении.

При выполнении исследований и разработке методики нами испытаны различные глинопорошки, ингибиторы и растворы, в частности промышленно выпускаемые глинопорошки Саригюхского месторождения (Армения, АООТ «Комбинат Иджеванский бентонит»), Вайомингского месторождения (США, M 1 SWACO), Динозаврового месторождения (Республика Татарстан, ООО «Баулюкс»). Исследованы многочисленные минеральные, органические катионные, амфотерные, гидрофобные ингибиторы глин и их различные сочетания. Изучены ингибирующие и биополимерные БР, различные ТЖ.

Проведенные испытания по вышеописанной экспресс-методике показали высокую воспроизводимость и сопоставимость значений по относительному показателю ингибирующих свойств $I_{отн.}$ Полученные результаты по каждому из направлений исследования будут представлены подробно в отдельных публикациях.

Список литературы

1. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов. Приложение 8 РД 39-2-813-82. Методика контроля параметров буровых растворов – РД 39-00147001-773-2004 / ОАО «НПО "Бурение"», г. Краснодар, 2004.
2. Пенсков А. И., Пенжоян А. А., Кошелев В. Н. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов. № 1222670 А. // Бюлл. по авт. праву № 13. – 1986. – 7 апреля.
3. Егорова Е. В., Симонянц С. Л., Будько А. В., Мнацаканов В. А., Уснин А. Ф. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ // Ежеквартальный Научно-технический журнал «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков». – 2009. – № 4. – С. 45–48.
4. Растегаяев Б. А., Капитонов В. А. Ингибирование гидратации глинистых отложений // Ашировские чтения: Труды IX Международной научно-практической конференции, 26–29 августа 2012, Туапсе. – Самара: Самарский государственный технический университет. – 2012. – Т. II. – С. 5–12.
5. Кошелев В. Н., Маслов В. В. К вопросу о высокотехнологичных буровых растворах // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – 2013. – № 1 (17). – С. 80–87.
6. Методика сравнительной оценки ингибирующих свойств технологических жидкостей – СТО 49472578–001–2013 / ООО «НПО "Химбурнефть"». – Краснодар, 2013.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014

Центр международной торговли

Совместно с Неделей российского бизнеса

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

А.В. Дворкович, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации



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

А.В. Новак, Министр энергетики Российской Федерации

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

А.Н. Шохин, Президент РСПП



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

Ю. К. Шафраник, Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России

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

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



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

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

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

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



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

Г.И. Шмаль, Президент Союза нефтегазопромышленников России

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

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



«Нефтяное дело я не забуду...»

К 180-летию со дня рождения великого русского учёного Дмитрия Менделеева

---Александр МАТВЕЙЧУК,
действительный член РАЕН,
кандидат исторических наук

Имя гениального русского учёного-энциклопедиста Дмитрия Менделеева (1834–1907) известно во всём цивилизованном мире. Открытый им периодический закон химических элементов является фундаментом современного естествознания. В то же время изучение его богатейшей и разносторонней творческой биографии показывает, что во второй половине XIX века им был внесён бесценный вклад в становление и ускоренное развитие нефтяной промышленности России.

НЕФТЯНОЙ ДЕБЮТ

Проблемам российской нефтяной промышленности посвящена 71 обстоятельная работа из богатейшего научного наследия этого титана нашей цивилизации. В одном из своих писем Дмитрий Менделеев заметил: «У меня дел куча, но нефтяное дело я не забуду и его доведу до ясности, иначе не могу».

Однако привлечению его внимания к «чёрному золоту» предшествовали необычные обстоятельства. Впоследствии он так вспоминал о своём первом нефтяном опыте: «В 1863 г. В. А. Кокорев пригласил меня, тогда служившего доцентом в Санкт-Петербургском университете, съездить в Баку, осмотреть всё дело и решить: как можно сделать дело выгодным, если нельзя, то закрыть завод... Тогда, в августе 1863 г., я и был первый раз в Баку. С этого начинается моё знакомство с нефтяным делом».

Надо отметить, что определённые знания в сфере аппаратного обеспечения дистилляции Менделеев всё же имел. Так, в конце декабря 1862 г. он провёл несколько дней на заводе декана химического факультета Санкт-Петербургского технологического института Алексея Рейхеля (1833–1871) в Кошелях (Новгородская губерния), где ознакомился с работой установок для получения скипидара и колёсной мази. В своей записной книжке он тогда оставил ряд заметок о



Дмитрий Иванович Менделеев (1834–1907)

возможности усовершенствования данного технологического процесса.

20 августа 1863 г. приват-доцент Менделеев выехал из Санкт-Петербурга и в начале сентября прибыл в Баку. Всего лишь 20 дней провёл он на Апшеронском полуострове, но именно они стали поистине решающими для дальнейшего развития российской нефтяной промышленности. За неполные три недели на нефтеперегонном заводе Закаспийского торгового товарищества Дмитрий Менделеев вместе с магистром фармации Московского университета Василием (Вильгельмом) Эйхлером (1822–1891) провёл целую серию опытных перегонок, включая вторичные разгонки полученных дистиллятов с отбором 50-градусных фракций. Это позволило внести существенные изменения в конструкцию перегонных кубов и внедрить в производство проточные холодильники.

Весьма серьёзным результатом стала разработка новой технологии очистки полученного осветительного продукта. Дело в том, что после первичной перегонки нефти керосиновый дистиллят содержал как непредельные углеводороды,

так и кислотные и сернистые соединения. При хранении в железной таре он приобретал красный цвет, что объяснялось наличием в нём нафтеновых кислот, которые взаимодействовали с железом. При горении такого продукта возникал неприятный запах, коптящее, неустойчивое пламя не могло обеспечить достаточного освещения. Поэтому были проведены оказавшиеся успешными опыты по щелочной обработке керосина с последующим подкислением соляной кислотой для удаления следов щёлочи. А затем изучено действие серной кислоты на дистилляты при тщательном их перемешивании.

В итоге исследователи подготовили обстоятельное заключение с конкретными предложениями, о чём Дмитрий Менделеев написал следующим образом: «Часть этих предложений вместе с Эйхлером была тотчас осуществлена, что и послужило тому, что Сураханский завод стал давать доход, несмотря на то, что цены керосина начали падать». Оценивая уровень проделанной работы, впоследствии он подчеркнул: «...приёмы переработки нефти, употреблённые в прошлом десятилетии на бакинском заводе, ни от кого, очевидно, не заимствованные, могли быть поучительными для многих».

В 1865 г. Закаспийское торговое товарищество впервые приняло участие во Всероссийской мануфактурной выставке, проводимой в Москве. В её указателе было сказано так: «Главным экспонатом минерального масла было Закаспийское торговое товарищество В. А. Кокорев и Компания. Им представлены образцы фотонафтиля, или бакинского керосина, в очищенном и неочищенном виде. Сравнивая эти два сорта между собой, нельзя не обратить внимания на особую чистоту последнего (очистки 1865 г.), он был белого цвета и чище привозного пенсильванского масла, при горении не давал никакого запаха. По ровности горения он не уступает лучшему пенсильванскому маслу». Большая серебряная медаль Московской выставки, присуждённая Закаспийскому торговому товариществу «во внимание к важности производства минерального масла для Рос-



Вид на Сураханский нефтеперегонный завод Закаспийского торгового товарищества (1860 годы)

сии», стала первой наградой для российских нефтепродуктов на всероссийских выставках.

«СБИТЬ ОКОВЫ ОТКУПА...»

В одной из публикаций Дмитрий Менделеев весьма образно охарактеризовал свою роль в отрасли: «У меня на глазах развилось нефтяное дело, и сам я в его развитии занимал такую же роль указательного пальца...» Одно из значимых направлений его деятельности в конце 1860 годов – борьба за отмену рудимента феодализма, а именно откупной системы на российских нефтяных промыслах. «Памятуя о том, в каком положении нефтяное дело стоит в известных мне местах России, я считаю своим долгом ещё раз обратить внимание на этот источник будущего богатства страны... Мешкать в нефтяном деле – это значит терять безвозвратное», – писал Менделеев. В целом ряде своих работ он неизменно подчёркивал: «Препятствия нефтяному делу, в сущности, лежат в эксплуатации нефтяных источников. Нефтяные источники Кавказа отдаются откупщикам... При акцизе или откупе на нефть нельзя было говорить о свободной конкуренции, о широком развитии дела, о существенных технических улучшениях».

12 февраля 1867 г. в Санкт-Петербурге при большом стечении публики в актовом зале Сельскохозяйственного музея профессор Менделеев прочитал лекцию «О нефтяном производстве в России». В ней он впервые осветил экономические и технологические проблемы отрасли, озвучил некоторые программные идеи

по её коренному переустройству и заявил о необходимости уничтожения откупа.

После его выступления ряды противников откупной системы быстро множилось, однако он никогда не приписывал себе главенствующей роли: «В 60-х годах против откупа на нефть раздавалось много голосов. Написав в 1867 г. отчёт о некоторых химических производствах, я прикоснулся к развитию нефтяного дела в России и из рассмотрения его положения должен вывести тот результат, что прекращение откупов необходимо для дальнейшего развития у нас этого дела. Такой же голос был слышан и от других лиц».

Многолетняя борьба прогрессивной части научной и технической интеллигенции за уничтожение откупной системы на нефтяных промыслах в итоге увенчалась успехом. 17 февраля 1872 г. были «высочайше» утверждены «Правила об отдаче в частные руки казённых нефтяных источников Кавказского и Закавказского края, состоящих в откупном содержании». Они провозгласили переход отрасли с 1 января 1873 г. на рыночные отношения.

Результаты отмены откупной системы впечатлили уже в первый год «нефтяной свободы». Добыча «чёрного золота» увеличилась с 1,536 млн пудов в 1872 г. до 3,4 млн в 1873 г., то есть в 2,6 раза.

В НОВОМ СВЕТЕ

После 1872 г. российская нефтяная промышленность стала развиваться бурными темпами. Создавались акционерные компании, оснащённые машинной техникой, увеличивалось число наёмных

работников, углублялась их специализация. Однако буквально через несколько лет темпы роста отрасли существенно снизились. Поэтому, как писал Д. И. Менделеев, требовалось выяснить: «...что задерживает дело у нас и что должно сделать для того, чтобы устранить задержку».

21 января 1876 г. в Русском техническом обществе была создана комиссия «По вопросу об устранении препятствий к развитию нефтяных промыслов» под председательством князя Николая Романовского (1843–1891), почётного председателя ИРТО, члена императорской семьи. Для подготовки обоснованного решения ИРТО направило ходатайство в Министерство финансов России о командировании профессора Горного института Конона Лисенко (1836–1903) на нефтяные промыслы Апшеронского полуострова, а профессора Дмитрия Менделеева – в Северную Америку.

Летом 1876 г. Менделеев и его ассистент Валерий Гемелиан (1851–1914) отбыли в США. Из Нью-Йорка они отправились в Вашингтон, затем в Филадельфию, оттуда через Гарисбург – в Питтсбург, признанный центр нефтяной промышленности штата Пенсильвания. Потом – в район городов Паркер и Карн-Сити, расположенных в низовьях реки Аллегани и славившихся в то время наибольшими объёмами добываемой нефти и сосредоточением нефтеперегонных заводов. Далее они направились в Миллерстаун, Сент-Жо, опять в Паркер, оттуда вдоль реки Ойл-Крик через Тайтусвилль, далее в Ойл-сити, в Буффало, на Ниагару и через Ньюбург вернулись в Нью-Йорк.

Много времени великий учёный провёл непосредственно на нефтяных промыслах и ведущих нефтеперегонных заводах штата Пенсильвания. Каждый день он весьма эффективно использовал для дела. И этому способствовали его богатая эрудиция, умение наблюдать, быстро схватывать и реально оценивать ситуацию в различных сферах производства. Стараясь выяснить, в чём причина процветания нефтяного дела в Америке и что тормозит его развитие в России, он интересовался вопросами геологии нефти, разведочного и промыслового дела, переработки, транспортировки, хранения сырья, разнообразного применения нефтепродуктов, истории американского нефтяного дела, внутренней и внешней торговли, а также законодательства.

Отмечая высокий уровень развития техники бурения, перевозки, хранения

нефти и нефтепродуктов, организации труда, Дмитрий Менделеев выделял для себя то, что необходимо в первую очередь применить в России. Особое внимание он уделит системе налогообложения в американской нефтяной промышленности. Там с 1862 г. по 1869 г. вводился акциз, причём как на сырую нефть, так и на нефтепродукты. Это было сделано для того, чтобы хоть как-то покрыть колоссальные расходы, связанные с Гражданской войной 1861–1865 гг. Казалось, нефтяной акциз давал в бюджет США внушительную сумму – 9 млн долларов в год – и можно было бы и далее проводить подобную фискальную политику. Однако американское правительство поступило весьма дальновидно: по мере насыщения внутреннего рынка в 1868 г. акциз был отменён, затем приняты серьёзные меры по стимулированию роста нефтяного экспорта. В частности, упразднён акциз на поставляемый за рубеж керосин, далее – на всю продукцию отрасли. В результате к концу 1870-х на мировом рынке безраздельно властвовали американские нефтепродукты.

Многочисленные и разносторонние сведения и материалы, собранные великим учёным о состоянии нефтяной промышленности США, позволили ему прийти к пониманию главных причин отставания отечественного производства.

По возвращении из командировки в Америку, опираясь на собранные и проанализированные данные, профессор Менделеев сделал вывод: основа нефтяного процветания США заключается в рыночном характере производства и сбыта, а также в эффективной налоговой политике государства. Он подчёркивал, что в России требуется реализовать целый комплекс взаимосвязанных отраслевых мероприятий: «Давно действуя волонтёром нефтяного дела, я громко говорю: пора заниматься делом систематически, пора перестать надеяться на одни случайности набегов... только систематические действия нефтепромышленников могут привести к тому, что сырьё оплатится дорожее, товар найдёт новый, широкий сбыт, займёт на рынках мира подобающее ему место».

18 декабря 1876 г. на общем собрании ИРТО Дмитрий Менделеев выступил с содержательным докладом «О нефтяном промысле в Америке и об отношении его к нефтяному русскому промыслу на Кавказе». Более развёрнуто результаты своей поездки он изложил в монографии «Нефтяная промышленность в Северо-Американ-



Титульный лист книги Д. И. Менделеева «Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе» (1877 г.)

ском штате Пенсильвания и на Кавказе», изданной в Санкт-Петербурге в 1877 г.

После обсуждения итогов командировок профессоров Д. И. Менделеева и К. И. Лисенко комиссия Императорского Русского технического общества пришла к заключению: самой существенной мерой помощи отечественной нефтяной промышленности было бы освобождение



Диплом Императорского Русского технического общества об избрании Д. И. Менделеева Почётным членом ИРТО (1881 г.)

её от акциза в течение десяти лет. Данное постановление поддержали в российском правительстве. В результате 6 июня 1877 г. император Александр II утвердил решение Государственного совета «Об освобождении российского фотогенового производства от акциза с 1 сентября 1877 г. на десять лет». Это означало победу прогрессивной общественно-экономической мысли и стало решающим фак-

тором для ускоренного развития отрасли в последней четверти XIX века.

Статистические данные о росте добычи нефти в указанное десятилетие говорят сами за себя: если в 1877 г. было получено 11,6 млн пудов, то в 1881 г. – 30 млн, а в 1886-м – 123,5 млн пудов. И уже к началу 1880-х удалось полностью вытеснить американский керосин с российского внутреннего рынка, а также обеспечить последующий уверенный выход отечественных нефтепродуктов на европейский и мировой рынки.

В 1898 г. полученный мощный импульс позволил российской нефтяной промышленности превзойти по объёму добычи США и удерживать мировое лидерство в течение четырёх лет, вплоть до 1902 г.

Лето в Константинове

Начало 1881 г. принесло профессору Менделееву приятное известие: 31 января на общем собрании ИРТО он был избран Почётным членом этой организации. Так был отмечен его выдающийся вклад в укрепление научного и технического потенциала страны.

Яркой страницей творческой биографии Дмитрия Менделеева стал летний период того же года. Он получил хорошую возможность практического применения своих знаний для разработки технологии и аппаратного обеспечения не-

прерывного процесса перегонки нефти. В автобиографических заметках великий учёный оставил следующие строки: «На лето – в Константиново, на Волгу, на нефтяной завод Рагозина... В 1881 г. В. И. Рагозин пригласил меня на свой завод в Константиново, чтобы испытать предложенный мной способ непрерывной перегонки нефти и изучить добывание вазелина (себонафта). То и другое было сделано».

По чертежам Менделеева заводской слесарь С. Жемчужников изготовил 100-пу-

довый перегонный куб для опробования технологии деструктивной перегонки нефти и нефтяных остатков с использованием дефлегматора. В записных книжках учёного начало процесса непрерывной перегонки датировано 29 июля 1881 г. Его помощниками в этом эксперименте были сотрудники заводской лаборатории – Е. Гутковская, Н. Париаманов, Н. Писарев, П. Сорокин и П. Попов.

В Константинове Дмитрий Менделеев также выполнил обширный цикл работ по исследованию физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов, применению способов очистки продуктов перегонки различными реагентами и адсорбентами, изучению условий горения осветительных масел в лампах различных конструкций.

Полученный в процессе перегонки продукт был настолько высокого качества, что газета «Санкт-Петербургские ведомости» сообщила: «Менделеев открыл новый осветительный материал. Это жидкость белого цвета, прозрачная и без запаха, как вода, сгорает без остатка, горит светлым белым пламенем, воспламеняется при нагревании до 135 °С».

В августе 1881 г. технический директор компании Владимир Ковалевский (1842–1883) сообщает в правление: «Я считаю Дмитрия Ивановича крайне полезным для нашего дела по неутомимой деятельности и движению вперед. Раз обратив своё внимание на нефтяное дело, он продуцирует, конечно, ужасно много».

Уже после окончания работы в Константинове Дмитрий Менделеев ёмко подвёл итог: «Заводы В. И. Рагозина для меня дороги, всеми силами готов помогать... Они воочию оправдывают то, что утверждают, дают сумму убедительных доказательств того, что предлагаемое мною с первого раза даёт выгоды личные и народные».

КУСКОВСКИЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Газетные публикации об успешных опытах профессора Менделеева на Константиновском заводе привлекли внимание известного нефтепромышленника Петра Губонина (1825–1894), главного акционера «Товарищества Русско-Американского нефтяного производства», владевшего Кусковским нефтеперегонным заводом. В условиях возросшей конкуренции на московском керосиновом рынке он осознал настоятельную необходимость перевода нефтеперерабатывающего производства на более совершенный технический и технологический уровень. Поэтому он обратился к научному корифею русского нефтяного дела. Для великого учёного эта просьба совпала с его давними планами по промышленному внедрению изобретённого им куба непрерывного действия ёмкостью 100 пудов.

Следует отметить, что в тот период на всех российских нефтеперегонных заво-

дах применялись кубы периодического действия. Они имели весьма низкую производительность, поскольку более половины времени уходило на загрузку сырья, подогрев его до начала перегонки, на остывание и, наконец, на выгрузку нефтяных остатков после отгонки керосина. Кроме того, в этих кубах нельзя было обеспечить стабильное разделение нефти на фракции.

12 июля 1882 г. Дмитрий Менделеев заключил соглашение с правлением Товарищества сроком на четыре года, по которому принял на себя обязанности консультанта «по всем техническим и химическим вопросам, в частности руко-

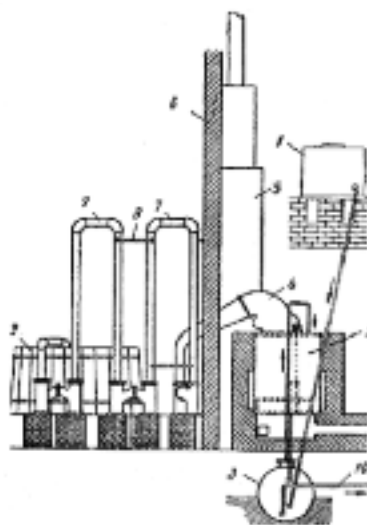


Схема нефтеперегонного куба Д. И. Менделеева (1882 г.) 1 – бак для сырой нефти, 2 – куб, 3 – теплообменник, 4 – шлемовая труба, 5 – дымовая труба, 6 – стена, 7 – воздушные холодильники, 8 – труба, 9 – холодильник, 10 – труба вывода нефтяных остатков

водству всеми распоряжениями по осуществлению нового способа перегонки нефти». Впоследствии он вспоминал: «В 1882 г. П. И. Губонин пригласил меня установить непрерывную гонку и давать консультации на Кусковском заводе около Москвы. Непрерывная гонка была установлена, она шла и ныне зимой, как я слышал, бывши в Москве, всё в том же аппарате, который установлен при мне в 1883 г.».

Далее он подчеркнул: «Опыты, проводимые мною на Кусковском заводе около Москвы, принадлежащем Русско-Американской нефтяной компании г. Губонина, показывают, что такой куб, в который вмещаются 100 пудов нефти, гонял при прерывной гонке в среднем не более 150 пудов в сутки, если из неё отгонялись керосин и промежуточные масла, а когда

такой куб был переделан в непрерывно действующий, то в нём отгонялось не менее 800 пудов».

В начале 1883 г. аппарат профессора Менделеева установлен в перегонном отделении Кусковского завода. В книге инженера-технолога Николая Квятковского «Практическое руководство к обработке нефтяных продуктов» приведено весьма подробное описание конструкции этого куба и отмечено, что там было найдено рациональное решение по использованию теплоты горячих нефтяных остатков для подогрева нефти. Аппарат профессора Менделеева, воплотивший блестящие научные и технические решения, явился прообразом батареи непрерывного действия, которая в конце XIX века стала доминировать в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности.

Плодотворная деятельность великого учёного, совершенствующего технологии нефтеперерабатывающего производства на Кусковском заводе, вскоре дала значимые результаты. На Всемирной выставке в Антверпене в 1885 г. «Товарищество Русско-Американского нефтяного производства» было удостоено серебряной медали «за высокое качество минеральных масел».

ДВЕ ПОЕЗДКИ В БАКУ

В 1886 г. профессор Менделеев дважды посетил бакинские нефтяные месторождения. В его рабочих записках эти поездки были запечатлены предельно лаконично: «Был в Баку два раза, в мае один и в августе с Лелей». Однако по насыщенности и последующим результатам пребывания великого учёного на Апшеронском полуострове весной – летом 1886 г. можно отнести к важным этапам его биографии.

13 мая на пароходе он прибыл в Баку для проведения своеобразной научно-экономической рекогносцировки. На пристани его встретили члены Совета Бакинского отделения ИРТО во главе с горным инженером Павлом Семяниковым (1838 – после 1900). В течение нескольких дней он обстоятельно знакомился с состоянием Балаханских нефтяных промыслов, встречался с ведущими нефтепромышленниками, а затем, 19 мая, выступил на общем собрании БОИРТО. Учёный дал высокую оценку результатам работы, проделанной в Бакинском нефтепромышленном районе за прошедшее десятилетие: «Добыча нефти, благодаря местным усилиям, доведена до та-



Один из нефтяных промыслов на Апшеронском полуострове (1880 годы)

кой степени развития, что не уступает в этом отношении никому на свете».

Далее он особо подчеркнул роль лидера отрасли – «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель»: «По отношению к торговле, особенно к перевозке нефтяных продуктов, главным образом благодаря усилиям самой крупной фирмы братьев Нобель и их подражателям, дело доведено до совершенства, превосходящего всё сделанное в других странах».

В своём докладе он обозначил ряд важных и неотложных задач, стоящих перед инженерным сообществом. И в первую очередь проблему повышения качества нефтепродуктов: «Самый важный, самый первый вопрос в этом смысле есть вопрос о безопасности нефтяных светильных материалов». Дело в том, что отсутствие единых стандартов для керосина, выпускаемого на бакинских заводах, привело к появлению на российском рынке некачественных нефтепродуктов с низкой температурой вспышки. А это, в свою очередь, стало причиной многих пожаров и несчастных случаев среди населения. По мнению Дмитрия Менделеева, необходимо было безотлагательно внести нужные изменения в технологию. «Введение этого обещает развитие дела в желательном направлении», – отмечал он.

В конце своего выступления учёный выразил твёрдую уверенность в способности инженерного сообщества ответить на вызовы времени: «Ваша настоя-

щая задача – дать освещение дешёвое и безопасное, и вы это сделаете!»

21 мая профессор Менделеев покинул Баку и поездом направился в Тифлис, а затем во Владикавказ. Вернувшись в конце месяца в своё имение Боблово, он принялся за обработку полученных данных о состоянии нефтяной промышленности. В июне направил письмо министру государственных имуществ Михаилу Островскому, где отметил, что для уточ-

нения ряда сведений и завершения отчёта ему необходимо ещё раз побывать на Апшеронском полуострове. Вскоре он получил ответное письмо из Санкт-Петербурга с согласием на вторую командировку.

В начале августа 1886 г. Менделеев вместе с дочерью Ольгой сначала отправился в Кисловодск, где на несколько дней остановился в доме своего хорошего знакомого, известного художника-передвижника Николая Ярошенко (1846–1898). Затем они направились во Владикавказ и, проследовав по Военно-Грузинской дороге, добрались до Тифлиса, а откуда 15 августа поездом прибыли в Баку.

Неделя, проведённая в «нефтяной столице» Российской империи, оказалась для Менделеева чрезвычайно насыщенной. Посещение нефтяных промыслов в Балаханах и Сураханах, нефтеперегонных заводов в «Чёрном городе» чередовалось с множеством встреч с бакинскими нефтепромышленниками и инженерами. Впоследствии его дочь Ольга вспоминала: «Меня поражало, что Дмитрия Ивановича знает такая масса народа; везде нас встречали и провожали, в пути были люди, желавшие его видеть и говорить с ним...»

И тем не менее 20 августа он нашёл время ещё раз выступить на общем собрании БОИРТО с докладом «О мерах, содействующих дальнейшему развитию



Титульный лист книги Д. И. Менделеева «Бакинское нефтяное дело в 1886 году» (1886 г.)

бакинской нефтяной промышленности». Он вновь привлёк внимание инженерного сообщества к главному вопросу повестки дня: «Намеченная выше мера – приготовление дешёвого и безопасного продукта – необходима для успеха борьбы, для успеха всей промышленности... Вы достигли победы, вытеснили американцев из России и даже начали сбывать свои продукты на европейские рынки. У вас хватит и опытности, и сил».

23 августа пароходом «Михаил» Дмитрий Менделеев вместе с дочерью отбыл в Астрахань и далее поднялся вверх по Волге до Царицына. Оттуда поездом через Москву они уже к началу сентября вернулись в Санкт-Петербург. Главным итогом пребывания на Апшеронском полуострове стал обстоятельный доклад министру государственных имуществ Михаилу Островскому «О состоянии нефтяной промышленности в Баку», представленный в конце сентября. А через два месяца в Санкт-Петербурге вышла в свет монография заслуженного профессора Санкт-Петербургского университета Дмитрия Менделеева «Бакинское нефтяное дело», которая получила высокую оценку в научном и деловом обществе России.

НА НЕФТЯНОЙ НИВЕ

В статье «По вопросу о нефти» (1883) Дмитрий Менделеев писал: «...я стараюсь всеми мне доступными способами вызывать новые работы по нефти, продолжаю по мере возможности свои лабораторные исследования и первый рукописцу всякому новому шагу в деле изучения химизма нефти».

Достаточно ознакомиться с подшивкой «Журнала Русского Физико-Химического общества», чтобы оценить многообразие его нефтехимических исследований: «О перегонке бакинской нефти» (1881), «Заметка о температуре горения углеводородов» (1882), «Нефтяные различия с Марковниковым (об отношении между «неизменной температурой кипения и удельным весом нефтяных углеводородов»)» (1882), «Исследование погонов шести различных сортов бакинской нефти» (1882), «О коэффициенте внутреннего трения нефтяных углеводородов, в том числе смазочных масел» (1882), «Опыты получения безопасного осветительного масла из бакинской нефти» (1883), «О пентане из бакинской нефти» (1883), «О дробной перегонке смесей, подобных бакинской нефти» (1883) и т. д.

Краеугольным камнем его публикаций было отстаивание тесной связи науки с производством. «Без свечоты науки и с нефтью будут потёмки», – настойчиво убеждал он своих современников. И неизменно стремился донести до сознания нефтепромышленников: «Первое дело в нефтяном вопросе – надо дознаться до научных, точных условий местонахождения нефти... подумать над тем, как внести больше научного света в земные глубины».



Золотая медаль имени Д. И. Менделеева – одна из высших наград Российской академии наук

Пророчеством великого учёного стала его идея о глубокой и комплексной переработке российской нефти: «Работая давно над различными сторонами нефтяного вопроса, столь сложного и ещё полного живых интересов, я уверен, что дальнейшая добыча химических сведений о нефти приведёт к новым обширным областям как чисто химическим, так и промышленным».

Профессор Менделеев выдвинул собственную «карбидную» гипотезу о происхождении нефти. Сопоставив среднюю плотность Земли с плотностью поверхностных горных пород, он пришёл к выводу, что в глубинах имеются огромные залежи железоникелевых сплавов, которые при высоких температурах образуют карбиды металлов. Эти раскалённые карбиды взаимодействуют с водой, проникающей к ним по трещинам, порождая углеводороды, составляющие нефть.

Великий учёный рассматривал развитие нефтяной промышленности с точки зрения национальных интересов России. Ему пришлось потратить немало сил на опровержение ложных слухов об истощении запасов нефти на Апшеронском полуострове. По этому поводу он писал: «Возбуждение слухов о наступлении истощения основано частью на полном незнакомстве с явлениями нефтяного ис-

тощения, хорошо изученными в Пенсильвании, а частью – на игре интриги, распускающей слухи для своих целей».

Обстоятельный анализ состояния дел в отрасли и соответствующие рекомендации приведены в его аналитических докладных записках министрам финансов Михаилу Рейтерну (1876 г.), Самуилу Грейгу (1880 г.), Николаю Бунге (1886 г.), министру государственных имуществ Михаилу Островскому, а также в многочисленных печатных трудах: «Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе» (1877 г.), «Где строить нефтяные заводы» (1881 г.), «По вопросу о безопасном освещении нефтяными продуктами» (1885 г.), «По нефтяным делам» (1885 г.), «Бакинское нефтяное дело в 1886 г.» (1886 г.), «О налоге на нефть» (1886 г.), «По вопросу о нефтепроводе и керосинопроводе» (1887 г.), «Нефтяная промышленность» (1893 г.).

Именно здесь проявились как широта научной и экономической постановки насущных проблем отрасли, так и его патристический, государственный подход к определению главных задач нефтяной промышленности. В 1900 г. для книги «Россия в конце XIX века», подготовленной к Всемирной выставке в Париже, Дмитрий Менделеев написал статью «Химическая и нефтяная промышленность». В ней он сделал анализ состояния отрасли, призвав к более глубокой переработке углеводородного сырья и выпуску новых видов нефтепродуктов для промышленности и населения. Предвидя великое будущее Западной Сибири, он писал: «...промышленное воздействие России на весь запад Сибири и на степной характер Азии может и должно совершаться при посредстве Уральского края».

Вера в творческие и нравственные силы русского народа, в великое будущее России – это лейтмотив большинства печатных работ Дмитрия Менделеева. И здесь следует привести одно его яркое суждение в качестве своеобразного совета, обращённого к нам, россиянам XXI века: «...ограниченный рост промышленности совершенно не пригоден нашему краю и отнюдь не приличен нашему народу, привыкшему если шагать, так уж шагать... Это потому, что народ смутно, но решительно, по здравому инстинкту сознаёт, что, идя помаленьку, мы никогда не догоним соседей, а надо не только догнать, но и перегнать, чтобы сохранить – при мире – русское могущество...»

15-19
ИЮНЯ
2014

Москва, Россия



21-й Мировой нефтяной конгресс

Главное событие мировой нефтегазовой отрасли

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

15-19 июня 2014 | Москва

www.21wpc.com

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



Официальные партнёры



Серебряные спонсоры



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



Высокотехнологичное производство нефтегазового оборудования



Собственная логистическая система и управление запасами



Регулярная сервисная поддержка и техническое обслуживание

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



www.tmk-group.ru