



2-я международная выставка и конференция по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения Арктики и континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

4–7 октября 2016

Санкт-Петербург

Offshore Marintec Russia занимает уникальную нишу на стыке энергетики и судостроения, даёт полное представление о современных технических решениях на всех этапах освоения морских энергетических ресурсов

Организаторы:



www.offshoremarintec-russia.ru

+7 (812) 320 9660 frolova@restec.ru

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Май –
июнь
2016

www.neftrossii.ru

НЕФТЬ РОССИИ № 5-6 2016



Есть ли шансы у американского СПГ?

Налоги в НГК: требуется новая философия

Шельфовым проектам санкции не помеха

Нужна ли «новая ОПЕК»?

Индия делает ставку на ВИЭ

Второе полугодие 2016-го: каким оно будет?

Денег нет, но отрасль держится

Несмотря на тяжёлую экономическую ситуацию и фискальные изыски правительства, нефтегазовые компании не отказываются от своих долгосрочных планов

Валерий АНДРИАНОВ

Знаменитая фраза премьер-министра Дмитрия Медведева «Денег нет, но вы держитесь» недаром в мгновение ока стала крылатой. Ибо она как нельзя лучше отражает не только нынешнее печальное состояние отечественной экономики, но и сермяжный, правдивый рецепт её выживания. Конечно, при желании в ней можно разглядеть некий налёт цинизма – мол, правительство народу ничем помочь не может, выживайте, как умеете. Но если адресовать её не пенсионерам, едва сводящим концы с концами на фоне стремительно растущих цен, а экономике в целом, то она приобретает совсем иное звучание. Короткий совет «держаться» – не столь уж примитивен. История мировой экономики свидетельствует о том, что подлинными приметами настоящего глубокого кризиса являются не столько падающие показатели статистической отчётности, сколько массовая апатия игроков рынка, потеря ими стратегических перспектив и стремление связать все свои чаяния и упования именно с государством.

Безусловно, у каждой отрасли – свой лимит прочности. Кто-то может «держаться» дольше, а кого-то кризис уже тянет на дно. Неоднозначна ситуация и в нефтегазовом комплексе. Мы уже давно привыкли считать его локомотивом экономики, а точнее, тем спасательным кругом, который целыми десятилетиями удерживал на плаву национальную хозяйственную систему. Но теперь и он прохудился – обвалившиеся нефтяные котировки привели к значительному падению доходов отечественных нефтегазовых компаний (по крайней мере, в долларовом выражении). И сегодня им приходится больше думать о том, как не утонуть самим, а не о том, как сохранить за собой роль «локомотивов». Так смогут ли нефтяная и газовая отрасли последовать совету премьера? Будут ли они «держаться», хотя денег нет?

С одной стороны, НГК несёт значительные потери. Так же, как и в других нефтедобывающих странах, инвестиции в новые проекты существенно сократились. С другой стороны, если отрасль не поддастся панике и воспримет кризис не как крах своих планов, а как новые возможности для развития, то этот голодный паёк может пойти ей только на пользу. «Русский мужик, как известно, долго запрягает, но быстро едет», – отмечает председатель Комитета по энергетике Госдумы Павел Завальный. – *Западные санкции хотя и ударили по нашим компаниям, но вместе с тем «подстегнули» активность отраслевого научного потенциала. И можно предвидеть, что ряд институтов и проектно-конструкторских бюро, будь то государственных или корпоративных, в ближайшие месяцы ускорят необходимые сектору разработки*» (подробнее см. статью П. Богомолова «Второе полугодие 2016-го: каким оно будет?»).

Конечно, возможности нефтяной отрасли «держаться» – отнюдь не безграничны. Экономическая устойчивость отечественных ВИНК определяется не только динамикой глобальных котировок «чёрного золота», но и налоговой политикой российского правительства. А здесь, как известно, готовится целый ряд новшеств. «Мы предоставляем нашим компаниям широкий набор преференций, льгот. Тем не менее бюджетные ограничения заставляют нас повышать налоговую нагрузку. Думаю, что в ближайшие месяцы мы найдём устраивающие всех подходы к налоговой системе, которая позволит осуществлять выгодные инвестиции в наш нефтегазовый комплекс», – заявляет вице-премьер Аркадий Дворкович. Но представители НГК не верят в «благие намерения» властей. «Лучше ничего не менять. Нам хотелось бы работать в стабильной и понятной налоговой системе. Каждый год в систему вводится что-то новое, и каждый раз нам говорится, что всё, больше ничего нового не будет. Тем не менее у нас каждый год что-то меняется», – сетует глава «Башнефти» Александр Корсик (см. статью М. Кутузовой «Смена налоговой философии»).

Вместе с тем, несмотря на нехватку инвестиций, налоговые изыски властей и даже на санкции, российские ВИНК продолжают реализацию ряда долгосрочных проектов, в частности по освоению шельфа. Так, «Роснефть» ведёт активное исследование морских участков на шельфе Арктики и дальневосточных морей, а также приступила к созданию крупнейшего судостроительного комплекса «Звезда», который должен обеспечить шельфовые проекты необходимой морской техникой. Не отказывается от покорения морских просторов и «Газпром нефть» (подробнее см. статью «Санкции не помеха»).

Но как бы то ни было, а совет «держаться» имеет свой «срок годности». Конечно, в краткосрочной перспективе можно затянуть пояса, найти внутренние резервы для развития. Но уже в среднесрочном плане от правительства требуется что-то более существенное, чем слова поддержки и утешения в адрес населения и экономических субъектов. Касается это и нефтегазового комплекса. Анализ показывает, что заложенный в «тучные годы» фундамент позволяет компаниям двигаться по нарастающей траектории в течение примерно 3 лет, если им не подрежут крылья различные налоговые инициативы правительства. В дальнейшем же резервов для роста в любом случае не остаётся, нужны радикальные решения для поддержания добычи хотя бы на нынешнем уровне. Исходя из планов компаний, добыча нефти в стране должна вырасти с 509 млн т в 2015 г. до 524 млн т в 2018 г., но затем она может уменьшиться до 276 млн т к 2035 г. А это означает, что отечественная экономика окончательно лишится своего «локомотива» (подробнее см. статью «Заморозка добычи: крючок для России?»).

Поэтому надо уже сегодня думать о мерах поддержки НГК в среднесрочной и долгосрочной перспективе, а не надеяться на то, что он будет бесконечно «держаться» на накопленном потенциале. Если же никаких реальных способов выхода из кризиса так и не будет предложено, то тут уже не поможет ни «хорошее настроение», ни вера в светлое будущее...

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

Нефть
россии
 Аналитический журнал

16+

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)

РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА

16+

Журнал «Ресурсы шельфа»

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

Учредитель Андрей Солдатов
 asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
 Академик РАН

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

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

Геннадий ШМАЛЬ
 Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
 Президент Союза производителей нефтегазового
 оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
 Д. э. н., профессор

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК
 К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
 Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
 Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
 asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
 Валерий АНДРИАНОВ
 andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
 Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работала:
 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 24.06.2016
 Цена свободная

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

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

Обложка – © ОАО «Газпром нефть».
 МЛСП «Приразломная». Печорское море. 2013 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Денег нет, но отрасль держится

Несмотря на тяжёлую экономическую ситуацию
 и фискальные изыски правительства, нефтегазовые
 компании не отказываются от своих долгосрочных
 планов

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАН,
 руководитель Аналитического центра
 энергетической политики и безопасности
 ИПНГ РАН

Азиатские энергетические
флуктуации

Серьёзные изменения на газовых рынках
 Северо-Восточной Азии в условиях глобальных и
 региональных экономических бифуркаций:
 что они несут России?

4



А. КОНОПЛЯНИК,

доктор экономических наук, профессор;
 Джинсок СУН,
 аспирант

(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес»
 РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

Есть ли шансы
у американского СПГ?

Падение нефтяных цен привело к изменению баланса
 конкурентоспособности двух моделей ценообразования
 на сжиженный газ в странах АТР

11

А. ВАЛЕНТИНОВ

Заморозка добычи: крючок
для России?

Попытки добиться стабилизации нефтяных цен за счёт
 создания «новой ОПЕК» не удалось, необходимы другие
 механизмы международного сотрудничества в этой
 сфере

20

П. БОГОМОЛОВ,

кандидат политических наук

Второе полугодие 2016-го:
каким оно будет?

Третий Национальный нефтегазовый форум в Москве
 дал подсказки для краткосрочного прогноза

27

**АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КИМГ**

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

А. ВОРОНКОВА,
партнёр;
А. БЕРМАН,
консультант,
группа по оказанию услуг в области международного
налогообложения КИМГ в России и СНГ

**Бизнес-глобализация
по-европейски**

Создание европейских компаний (Societas Europaea)
позволяет упростить систему администрирования и
налогообложения в рамках ЕС

34**ФИНАНСЫ****М. КУТУЗОВА****Смена налоговой философии**

Достигнем ли в нефтегазовом секторе баланс интересов
государства и бизнеса?

36**ШЕЛЬФ**

П. БОГОМЛОВ,
кандидат политических наук

**Арктика и манит,
и предупреждает...**

Сложная конъюнктура нефтегазового рынка и сектораль-
ные санкции – не повод для того, чтобы полностью оста-
новить реализацию проектов на шельфе России

40**М. КУТУЗОВА****Санкции не помеха**

Вопреки введённым странами Запада ограничениям,
«Роснефть» и «Газпром» наращивают своё присутствие
на шельфе

45**УПРАВЛЕНИЕ**

Р. ДЖАЙЯПРАКАШ,
Арьен ван ден БРУККЕ
(подразделение «Промышленная автоматизация»
корпорации Honeywell, США)

**Как объединить производство
и коммерцию**

В меняющихся рыночных условиях важно согласовать
системы планирования ресурсов и управления техноло-
гическими процессами на нефтехранилищах

50**МИРОВОЙ РЫНОК**

Дхармендра ПРАДХАН,
экс-министр энергетики Индии

Индия делает ставку на ВИЭ

Ограниченность собственных углеводородных ресурсов
заставляет страну искать новые эффективные пути
обеспечения своей энергетической безопасности

56**БЫЛОЕ**

П. ПЕТРОВ,
ведущий инженер управления геологии
и разработки месторождений
на территории Республики Саха (Якутия)
ОАО «Сургутнефтегаз»

**Долгий путь к «восточному
вектору»**

Сооружение экспортных трубопроводов
по направлению к Китаю стало результатом серьёзной
научной работы, проделанной ещё в конце 1970-х –
начале 1980 годов

60

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось 150 лет нефтяной промышленности
России

64

Азиатские энергетические флуктуации



Серьёзные изменения на газовых рынках Северо-Восточной Азии в условиях глобальных и региональных экономических бифуркаций: что они несут России?*

Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН

Северо-Восточная Азия (СВА) – один из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающееся геополитическое пространство мира, куда последовательно смещается центр тяжести мировой экономики и политики и где во многом определяются пути и формы дальнейшего глобального развития. В его состав обычно включают КНР, КНДР, Республику Корея, Монголию, восточные районы России (иногда – всю Россию) и Японию. Поэтому процессы, протекающие в этом регионе, оказывают заметное влияние на развитие мировой экономики и энергетики в целом.

В первой части данной статьи была подробно проанализирована ситуация на энергетических рынках Японии и Китая. Во второй части рассмотрим основные параметры развития энергетики Республики Корея, а также перспективные возможности и вызовы для России, связанные с работой в регионе СВА.

РЕСПУБЛИКА КОРЕЯ: ТУМАННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Что касается Республики Корея, то здесь ситуация с потреблением природного газа далеко не ясна. До 2013 г. его поставки в страну из-за рубежа стабильно росли, и в настоящее время она является вторым в мире по величине импортёром сжиженного газа после Японии. Но с 2014 г. объёмы поставок СПГ сокращаются. Как и в Японии, дешёвый импортный уголь привёл к тому, что загрузка газовых ТЭС начала снижаться, а в 2014 г. часть из них была выведена из эксплуатации¹. В результате потребность электроэнергетики в газе снизилась за 2013–2014 гг. на 10,9%, а за 2014–2015 гг. – ещё на 14,5%. Прогнозируется, что в 2016 г. газовая

¹ К концу 2016 г. в стране планируется ввести в эксплуатацию ещё 9 крупных угольных энергоблоков на ТЭС, в результате чего специалисты КЕЕИ прогнозируют удвоение потребления угля электроэнергетикой [30].

* Окончание. Начало в № 3–4/2016.

электрогенерация снизится ещё на 12,3%. Соответственно, уменьшится и спрос на газ в отрасли [30, 31].

Республика Корея стремится диверсифицировать поставки природного газа, активно реализует соответствующие зарубежные проекты (см. рис. 7) и изучает возможности разработки шельфовых залежей газогидратов [32]. В частности, по состоянию на 31 декабря 2015 г. Korea Gas Corporation (KOGAS – основная газовая компания страны, импортёр порядка 96% потребляемого в Республике Корея СПГ) реализует 26 газовых проектов в 13 странах, в двух из которых (Iraq Akkas и Mozambique Maruto Pipeline) она является оператором. Семь из этих проектов непосредственно связаны со сжижением природного газа и его последующим импортом в Р. Корея.

А всего в настоящее время KOGAS имеет 16 долгосрочных (до 25 лет) и 3 среднесрочных (от 8 до 13 лет) контрактов на импорт СПГ из 10 стран (см. рис. 8). Кроме того, в рамках диверсификации поставок компания подписала соглашение о закупке сланцевого СПГ с терминала Sabine Pass (США, побережье Мексиканского залива) в объёме 3,5 млн т в год [31]. Другая корейская компания – SK Energy – заключила 20-летний контракт с американской Freeport LNG об импорте такого же газа с 2019 г. в объёме 2,2 млн т в год [33]. Всего на уровне 2020 г. законтрактовано порядка 40,8 млн т СПГ в год (54–56 млрд м³ в год).

Быстрый рост энергопотребления в Республике Корея за прошедший период был практически напрямую связан с высокими темпами экономического развития страны (см. рис. 9). Однако уже в ближайшие годы в результате повышения энергоэффективности и снижения энергоёмкости экономики ожидается замедление динамики потребления энергоресурсов. Если в 2000–2014 гг. среднегодовой темп роста составлял 2,5%, то в 2015–2030 гг. прогнозируется только 1,5%. По имеющимся оценкам, потребление энергоресурсов составит в 2020 г. 330 млн т н. э., в 2030 г. – 370 млн т [11].

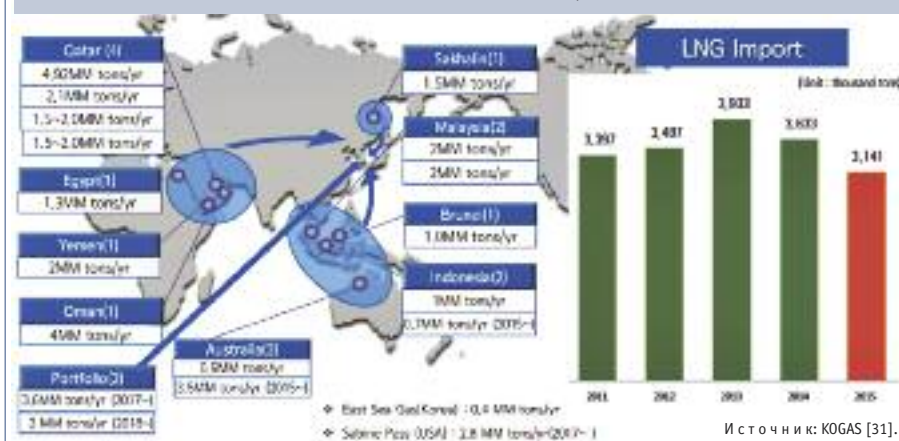
В настоящее время основу энергетического баланса Республики Корея составляют органические виды топлива (нефть, уголь и газ, см. рис. 9). Они же будут доминировать и в ближайшие годы, причём потребление угля станет расти (на 10% в 2016 г.), а газа – сокращаться [30]. Однако в будущем доля органического топлива продолжит постепенно

Рис. 7. Зарубежные газовые проекты компании KOGAS



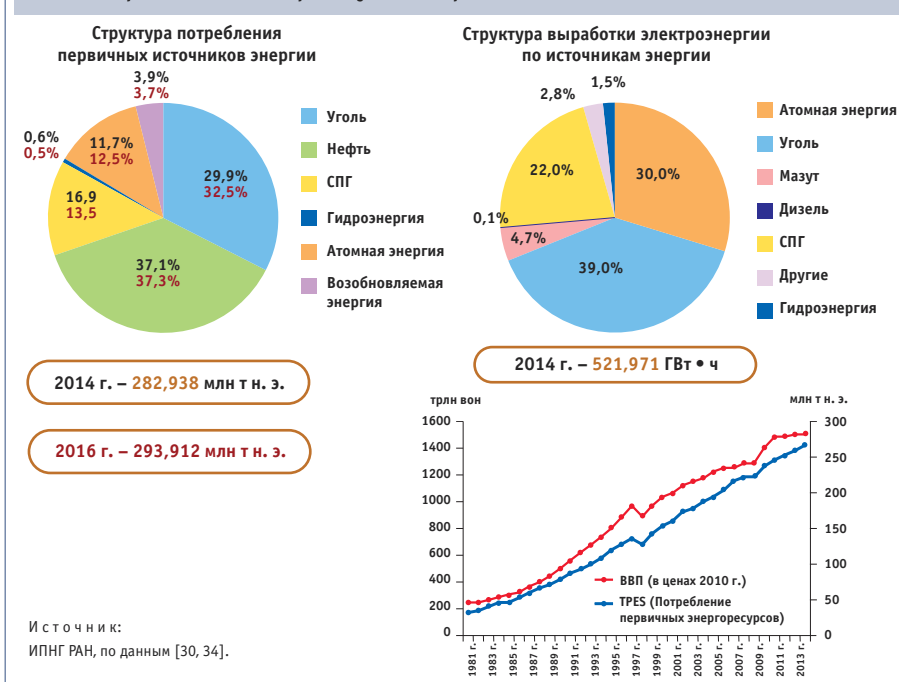
Источник: KOGAS [31].

Рис. 8. Источники импорта СПГ в Республику Корея (заключённые и планируемые к заключению контракты с объёмами поставок, млн т в год)



Источник: KOGAS [31].

Рис. 9. Энергетический сектор Республики Корея



58 млн т н. э. (71,7 млрд м³). Возможные импортные потоки газа в этом случае показаны на рис. 10 и 11. Как видим, экспортные возможности России японскими специалистами оцениваются достаточно скромно.

Что касается КНДР и Монголии, то планов широкого использования природного газа в этих странах нет. Хотя в случае прохождения по их территории транзитных газопроводов из России потребности в газе, несомненно, возникнут.

«АЗИАТСКОЕ СУПЕРКОЛЬЦО»: ИДЕЯ И РЕАЛЬНОСТЬ

В целом, несмотря на неопределённости перспективного спроса на газ, которые были отмечены выше, потенциал его роста в странах СВА достаточно велик. Природный газ в этом регионе может в будущем стать важным фактором обеспечения энергетической безопасности.

В этих условиях для российского природного газа на востоке страны открывается так называемое окно возможностей, позволяющее воспользоваться стремлением стран СВА к снижению выбросов парниковых газов (а в Китае – и к оздоровлению экологии в целом) и вытеснить из их энергетических балансов определённую долю угля. Парижское соглашение ООН по климату, заключённое в конце 2015 г., предоставляет природному газу дополнительную возможность – стать основным промежуточным энергоресурсом на пути к малоуглеродной энергетике будущего.

С учётом значительной минерально-сырьевой базы газовой промышленности в восточных районах России это создаёт неплохие перспективы развития соответствующего двустороннего и многостороннего экономического сотрудничества. Конечно, у российского природного газа в регионе СВА есть серьёзные конкуренты – сжиженный газ Австралии, Мозамбика, стран Персидского залива, а также, возможно, США и Канады², бурное развитие атомной энергетики и использование нетрадиционных источников энергии, а также других источников, обусловленных как особенностями экономического роста стран регио-

Рис. 12. Азиатское энергетическое кольцо в трактовке проекта «Гобитэк»



на, так и технологическим развитием в целом.

В частности, при рассмотрении альтернативных вариантов обеспечения стран СВА экологически чистыми источниками энергии нельзя недооценивать и такие на первый взгляд достаточно экзотические проекты, как формирование «Азиатского суперкольца» и проекта «Гобитэк». Поскольку заинтересованный читатель может подробно прочитать об этих проектах, в том числе и в уже опубликованной нашей работе [37], здесь лишь отметим главное.

Идея проекта по интеграции электроэнергетических систем Восточной России, Китая, Монголии, Южной Кореи и Японии уходит своими корнями в 1990 годы. Научное обоснование она получила в работах Сибирского энергетического института СО РАН (в настоящее время – Институт систем энергетики им. Мелентьева – ИСЭМ СО РАН). В 2012 г. Россия приступила к изучению проекта по моделированию новых электрических связей (энергокольца) СВА в ходе подготовки к саммиту АТЭС. В мае 2013 г. проект «Азиатского энергетического кольца» обсуждался участниками Азиатско-Тихоокеанского энергетического форума (АТЭФ-2013), проводившегося под эгидой Экономической и социальной комиссии ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО).

Новым этапом стала работа по проекту, проведённая ИСЭМ СО РАН в 2014 г. по заказу Центра энергетических систем Сколковского института науки и техно-

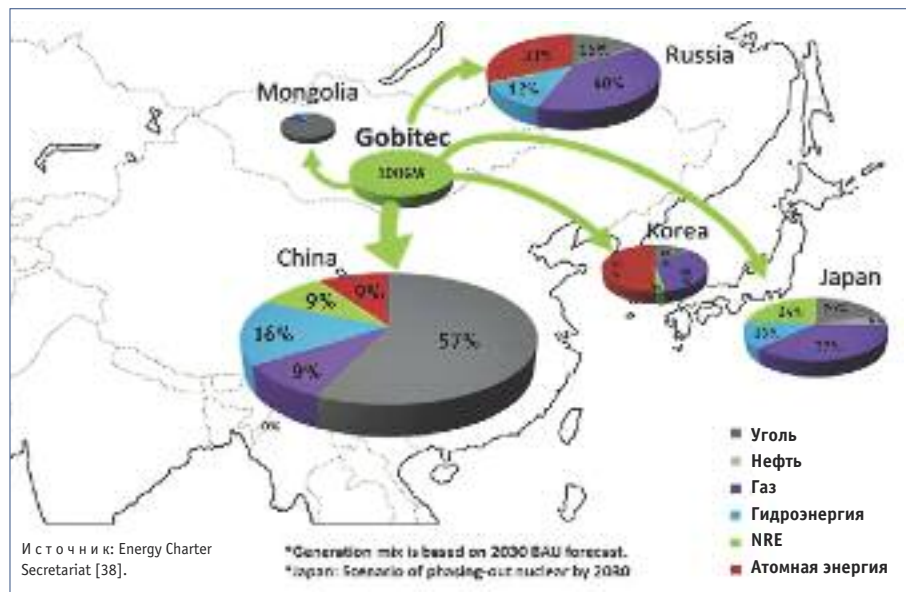
логий. Параллельно под эгидой секретариата Энергетической Хартии (Energy Charter Secretariat) силами специалистов ИСЭМ СО РАН, Японского агентства по возобновляемым источникам энергии (Japan Renewable Energy Foundation – JREF), Кореянского института экономики энергетики (Energy Economics Institute of the Republic of Korea – KEEI) и Министерства энергетики Монголии в рамках совместного исследования «Гобитэк и Азиатская суперэлектроэнергетическая сеть» было проведено исследование по оценке перспектив «Азиатского суперкольца» в современных условиях (см. рис. 12).

Основные достоинства этой идеи состоят в том, что такой проект позволит обмениваться потоками электроэнергии в целях покрытия пиковых нагрузок, сглаживая тем самым неравномерную сезонную выработку на ГЭС и суточную генерацию ветровых и солнечных электростанций. Он также даст возможность оптимально загрузить генерирующие мощности ТЭС и оптимизировать структуру генерирующих мощностей в странах-участницах проекта (см. рис. 13).

Базовыми источниками экологически чистой электроэнергии для «Азиатского суперкольца» в рамках проекта «Гобитэк» являются мощные ветровые и солнечные электростанции пустынных районов, располагающихся на юго-востоке Монголии и граничащих с регионами на северо-востоке Китая, на которые приходится значительная часть электропо-

² Уже к 2020 г., по данным Международного газового союза, мощности по сжижению газа в мире возрастут до 423,7 млн т (на 41% по сравнению с 2014 г.), в том числе в АТР – до 158,1 млн т (на 66%), а в Северной Америке – до 44,1 млн т. Кроме того, в 1 кв. 2015 г. в стадии рассмотрения был ряд проектов плавучих заводов по производству СПГ (FLOATING LIQUEFACTION – FLNG) суммарной мощностью 168,3 млн т/г., в основном в США и Канаде [36].

Рис. 13. Прогноз структуры генерирующих мощностей в 2030 г. и перетоков «зелёной» электроэнергии в результате реализации проекта «Гобитэк»



требления страны. По оценке Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии Министерства энергетики США, потенциал ВИЭ составляет здесь 2600 ТВт • ч в год, из которых 1500 ТВт • ч может дать солнце, а ещё 1100 ТВт • ч – ветер. Технический потенциал несколько меньше, тем не менее он достаточно велик для того, чтобы построить здесь ветровые и солнечные электростанции общей мощностью 100 ГВт, что равно почти 10% современной мощности всех электростанций Китая. Потенциальный вклад России в «Азиатское суперкольцо» оценивается на порядок меньше, до 10 ГВт мощности.

Для передачи огромных потоков электроэнергии наиболее эффективными являются сверхвысоковольтные линии постоянного тока. Опыт их сооружения и эксплуатации есть у Китая, России и Японии. Стоимость проекта может составить порядка 294,6 млрд долларов, в том числе строительство солнечных и ветровых станций – 237,9 млрд, а создание сетей – 56,7 млрд.

Заинтересованное обсуждение этих проектов прошло в рамках XII Красноярского экономического форума (март 2015 г.). В частности, было отмечено, что на пути создания «суперкольца» есть несколько серьёзных проблем, носящих не только экономический характер. Одна из них – разные стандарты, нормативы и регламенты, касающиеся работы электрических сетей в России и государствах Северо-Восточной Азии.

Вторая – законодательные отличия разных стран. Третья проблема носит политический характер: в разных по своему устройству и подходам к взаимоотношениям с соседями государствах всерьёз опасаются за национальную энергетическую безопасность в случае объединения электрических сетей [39]. Тем не менее, как заключили участники Красноярского экономического форума, нынешняя сложная внешнеполитическая обстановка не отменяет возможности реализации глобальных проектов «Азиатского суперкольца». К тому же претворять их в жизнь, по всей вероятности, будут в следующем десятилетии [39].

Возможности и вызовы для России

На конкурентоспособность газа, в том числе российского, на энергетических рынках США значительное влияние оказывают применяемая в регионе модель ценообразования на газ и намерения её радикального изменения [20, 40], а также ряд других факторов, рассмотрение которых заслуживает отдельных исследований. Кроме того, становящаяся уже фактом энергетическая независимость США приводит к резкому обострению конкурентной борьбы среди ведущих производителей углеводородов за оставшиеся рынки, особенно растущие рынки Азии.

Не затрагивая всего комплекса вопросов, связанных с перспективами развития экспортно-ориентированных газо-

вых проектов на востоке России (тем более что о них в последнее время пришлось говорить и писать неоднократно³), отметим лишь, что в складывающихся условиях у российского газа есть принципиальная возможность завоевать рынки стран США. Но для этого необходимо, как мы уже писали [46-48], признать высшим приоритетом энергетической политики России в части развития нефтегазовой отрасли создание отечественных технологий и адаптирование зарубежных, которые обеспечивают значительное снижение издержек производства по всей «цепочке» – добыча, подготовка, транспорт и распределение нефти и газа. Без дешёвых углеводородов Россия потеряет свои конкурентные преимущества на внешних рынках как экспортёр нефти и газа. На внутреннем рынке, существуя в тех природно-климатических и географических условиях, в которых находится экономика страны, без дешёвых углеводородов (в частности, без дешёвого газа – источника энергии и сырья для газохимии) о конкурентоспособности не приходится даже и мечтать. Нефтегазовой отрасли нужны также новые высокоэффективные технологии (создаваемые сейчас многими коллективами отечественных разработчиков), которые обеспечат переработку природных и попутных газов непосредственно в районах газо- и нефтедобычи. А экономике в целом требуются эффективные технологии и материалы для строительства объектов в суровых условиях востока и севера России.

А в более широком плане необходим переход России на рельсы ресурсно-инновационного развития⁴, о чём в последнее время, судя по всему, стали забывать.

Для повышения конкурентоспособности российского газа и привлекательности соответствующих проектов, начинающихся на территории РФ, на наш взгляд, следует ещё раз внимательно изучить открывающиеся в новых условиях возможности привлечения к ним партнёров из стран США. Подобное сотрудничество даёт возможность использовать не только технологические, финансовые, управленческие и, возможно, трудовые ресурсы зарубежных партнёров, тем самым снижая общую стоимость проектов,

³ См., напр.: [21, 41-45].

⁴ Подробнее о необходимости и возможности перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития см., напр., в наших работах: [46, 49, 50].



но и «привязывать» их к поставкам газа из России. Кроме того, подобный подход к освоению нефтегазовых ресурсов Восточной России полностью соответствует той модели энергетической безопасности, которая основана на принципах взаимозависимости и взаимопроникновения и о которой в последнее время неоднократно говорил министр энергетики России А. В. Новак [51].

В новых условиях следует активизировать усилия по развитию газового сотрудничества с Республикой Корея, в частности – по подготовке и реализации проекта поставок на Корейский полуостров российского трубопроводного газа. Такое сотрудничество может не только способствовать диверсификации российского экспорта природного газа и росту товарооборота между двумя странами, но и (что, возможно, существенно значительнее) сдвинуть с места решение проблемы обеспечения безопасности на Корейском полуострове⁵. Не стоит, на наш взгляд, вычёркивать из повестки дня и предложение Японии о строительстве газопровода между островами Сахалин и Хонсю.

Использованные источники и литература

11. Справочно-аналитические материалы по энергетике стран Азиатско-Тихоокеанского региона (подготовлены к заседанию Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности). М. 2015. Октябрь. 36 с.
20. Asia/World Energy Outlook 2015. The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ). The 421st Forum on Research Works, October 21, 2015. URL: <http://eneken.ieej.or.jp/data/6371.pdf>; <http://eneken.ieej.or.jp/data/6372.pdf>; http://eneken.ieej.or.jp/en/press/Annex_20151022.pdf
30. Korea Energy Demand Outlook. KEEI. Fall Issue. 2015. 17 p.
31. Korea Gas Corporation. Results of FY2015. Investor Presentation. URL: <http://www.kogas.or.kr/>
32. Мастепанов А. М. Газогидраты: путь длиной в 250 лет (от лабораторных исследований до места в мировом энергетическом балансе). – М.: ИЦ «Энергия», 2014. – 272 с.
33. URL: <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=KOR>
34. Energy Info. Korea. Published by KEEI (Korea Energy Economics Institute, Republic of Korea) 2015. – 97 p.
35. Key World Energy STATISTICS 2015. OECD/IEA, 2015.
36. IGU World LNG Report – 2015 Edition. 99 p.
37. Мастепанов А. М., Сумин А. М. Энергетическое сотрудничество и проблемы обеспечения энергетической безопасности в Северо-Восточной Азии: взгляд из России // Экологический вестник России. 2016. № 2. С. 16–21.
38. Gobitec and Asian Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia. 2014. URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Gobitec_and_the_Asi_an_Supergrid_2014_en.pdf
39. Щербakov Е. Сырьевая тактика, электрическая стратегия // Эксперт Сибири. 2015. № 12 (446).
40. Азии много газа не надо // Ведомости. 2015. № 3929.
41. Энергопартнёрство в Северо-Восточной Азии. О проекте российского трубопроводного газа в Республику Корея // ИГ-ЭНЕРГИЯ. Приложение к «Независимой газете». 2013. С. 11.

42. Мастепанов А. М. О проекте поставок российского трубопроводного газа в Республику Корея // Энергетическая политика. 2012. Выпуск 6. С. 57–63.
43. Мастепанов А. М. ОАО «Газпром» и его деятельность на Востоке России. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 86 с.
44. Мастепанов А. М. Реализация «газового контракта» с Китаем: проблемы и возможности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономический журнал. 2015. № 3 С. 4–10; Там же. № 4, С. 4–10.
45. Мастепанов А. М. О диверсификации экспортных поставок российского газа и восточном векторе энергетической политики России // Энергетическая политика. 2014. Выпуск 3. С. 35–42.
46. Мастепанов А. М. Инновационное развитие в условиях санкций – некоторые размышления об энергетической политике России // Энергетическая политика. 2014. Выпуск 6. С. 39–45.
47. Мастепанов А. М., Шафраник Ю. К. Российская энергетика: выбор развития в новых условиях // Энергетическая политика. 2014. Выпуск 5. С. 21–31.
48. Мастепанов А. М. И ещё раз о необходимости перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития // Бурение и нефть. 2014. № 11. С. 4–6.
49. Ресурсно-инновационное развитие России / Под ред. А. М. Мастепанова и Н. И. Комкова. – Изд. 2-е, доп. – М., Институт компьютерных исследований, 2014. – 744 с.
50. Дмитриевский А. Н., Мастепанов А. М. К вопросу о разработке новой энергетической стратегии России // Энергетическая политика. 2013. Выпуск 2. С. 25–33.
51. Новак А. Энергетика Евразии: путь в будущее (тезисы выступления – Берлин, 13 апреля 2015 г.). URL: <http://www.minenergo.gov.ru/press/doklady/2216.html>
52. Мастепанов А. М. Развитие газовой промышленности на Востоке России в условиях новых вызовов / Доклад на конференции «Развитие российской газовой промышленности на Дальнем Востоке России. Выход на рынки стран АТР» в рамках IV Петербургского международного газового форума. Санкт-Петербург. 2014. 8 октября.
53. Мастепанов А. М. Энергетическое сотрудничество в новых геополитических условиях: некоторые оценки и перспективы // Энергетическая политика. 2015. Выпуск 1. С. 13–23.

⁵ О необходимости подобного подхода см., напр.: [37, 52, 53].

Генеральный
информационный
партнер:



РОССИЯ
СЕГОДНЯ

Восточный нефтегазовый форум

6–7 июля 2016 г., Владивосток

Организатор **VOSTOCK CAPITAL**



Ключевые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока:

- создание центров нефтегазодобычи и систем транспортировки и хранения нефтегаза;
- развитие нефтегазохимического производства, в том числе мощности по производству гелия;
- газификация регионов и удаленных населенных пунктов;
- возможности для инвесторов и партнеров из Азиатско-Тихоокеанского региона;
- возможности экспорта газа на рынки АТР;
- лучшие отечественные и зарубежные технологии и оборудование для нефтегазовой отрасли;
- импортозамещение и локализация производства оборудования в России.



Есть ли шансы у американского СПГ?

Падение нефтяных цен привело к изменению баланса конкурентоспособности двух моделей ценообразования на сжиженный газ в странах АТР¹

Андрей КОНОПЛЯНИК, доктор экономических наук, профессор;
Джинсок СУН, аспирант
(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

В данной статье анализируется изменение границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке сжиженного природного газа (СПГ) в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) при двух ключевых механизмах ценообразования. Первый – нет-бэк от стоимости замещения в АТР (привязка к импортным ценам на сырую нефть так называемого японского нефтяного коктейля²). Второй – кост-плюс (привязка к спотовым котировкам на рынке физического газа США на ключевой/маркерной торговой площадке страны – Henry Hub).

После резкого падения цен на нефть и сохранения их на уровне вдвое-втрое более низком, чем в первой половине десятилетия, американский СПГ с ценовой формулой проекта Сабин Пасс (Sabine Pass)³ становится неконкурентоспособным по сравнению с СПГ с нефтяной привязкой на рынке АТР (при стандартной структуре контрактов). Это происходит даже при нынешних исторически низких значениях цен газа на рынке США. Более того, американский СПГ оказывается также неконкурентоспособным в Европе по сравнению с российским сетевым газом при сохранении для последнего стандартной (хотя и постепенно модернизируемой) формулы ценообразования – с доминирующей нефтепродуктовой индексацией.

ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ

В соответствии с данными очередного ежегодного «Обзора мировых оптовых цен на газ», опубликованного Международным газовым союзом в начале мая нынешнего года⁴, на долю импорта газа в 2015 г. пришлось четверть (27%) его мирового потребления. При этом практически половина (49%) глобального импорта газа (трубопроводного и СПГ) осуществляется с нефтяной и/или нефтепродуктовой привязкой/индексацией (отражающей историческую конкуренцию «газ – нефть»). Почти столько же (45%) реализуется в рамках конкуренции «газ – газ», когда цена отражает баланс спроса и предложения на рынке газа с множественным числом его участников.

В сфере СПГ (1/3 всех импортных поставок) доминирование нефтяной индексации заметнее – на её долю в 2015 г. пришлось 69% против 31% у ценообразования по модели конкуренции «газ – газ». В АТР доля нефтяной индексации

¹ Статья представляет развёрнутую и дополненную версию доклада «Границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке СПГ в АТР при разных механизмах ценообразования: нет-бэк от стоимости замещения в АТР (нефтяная привязка – к JCC) vs кост-плюс (газовая привязка – к Henry Hub)», с которым авторы выступили на международной конференции «СПГ Конгресс Россия 2016», организованной компанией «Восток капитал» 16–18 марта 2016 г. (Москва, гост. Балчуг Kempinski).
От редакции: указанный доклад авторов, положенный в основу настоящей статьи (<http://www.konoplyanik.ru/speeches/160317-Konoplyanik-Sung-LNG%20Russia%20Congress%202016-ENGL.pdf>), был отмечен изданием Global LNG Hub Weekly – LNG Industry portal в выпуске от 22 июня с.г. как одна из пяти лучших публикаций по рынку СПГ в мире с наивысшим рейтингом «5 баллов»

² JCC = Japan(ese) Crude Cocktail или Japan Customs Clearance Price (средняя по основным сортам импортная цена на нефть в Японии).

³ Первый экспортный проект СПГ в США, реализованный компанией Cheniere. Его ценовая формула является модельной для поставок американского СПГ на внешние рынки.

⁴ Wholesale Gas Price Survey, 2016 Edition. A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2015, IGU, May 2016, 62 pp. (http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf).

при импорте СПГ ещё выше, чем среднемировые значения. При этом выше и зависимость стран АТР от поставок из других регионов.

С одной стороны, в условиях падения нефтяных цен (с середины 2014 г.), с другой – в связи с началом экспорта американского СПГ (в феврале 2016 г.) важно понимать, каким образом меняется не только экономика (конкурентоспособность) поставок, осуществляемых с разных проектов СПГ в рамках единой (доминирующей) модели ценообразования, но и конкурентоспособность разных механизмов ценообразования на данном рынке. Каковы последствия такой ценовой турбулентности для разных моделей ценообразования? В частности, в АТР, который изначально был целевым регионом для экспорта американского СПГ и который рассматривается в качестве перспективного для поставок российского газа (как сетевого, так и СПГ)?

В своём интервью от 25 мая нынешнего года, озаглавленном «Влияние нефтяных цен: как долго продлится этот новый мир ценообразования»⁵, генеральный секретарь международной газовой ассоциации Cedigaz⁶ Дж. Хьюро отметил, что после 2009 г. произошло существенное уменьшение значения нефтяной индексации в ценообразовании на газ в мировой торговле. Но это, по его словам, «преимущественно европейский феномен вследствие волны пересмотра контрактов в результате либерализации на фоне изменения фундаментальных тенденций на рынке». Действительно, в 2015 г. только 30% европейского потребления газа было привязано к ценам на нефть (через нефтепродуктовую индексацию в долгосрочных газовых контрактах) против 78% в 2005 г. В АТР, напротив, нефтяная индексация по-прежнему доминирует. Там на её долю приходится около 60% потребления и 83% ценообразования на импортный газ⁷. В итоге, отмечает Дж. Хьюро, анализируя эволюцию газовых цен, необходимо принимать во внимание поведение двух различных рынков – нефтя-

ного и газового. Различающиеся (расходящиеся) фундаментальные тенденции этих рынков создают разрывы между уровнями цен, которые определяются в рамках нефтяной индексации и конкуренции «газ – газ». В свою очередь, данные ценовые разрывы могут стать катализаторами эволюции механизмов ценообразования на газ по образцу того, как это произошло в Европе в последние годы⁸.

Напомним, что в результате американской «сланцевой революции» (взрывного роста добычи сланцевого газа в стране с середины 2000 годов) после 2007 г. внутренний рынок США оказался де-факто закрыт для газа извне Американского континента, то есть в первую очередь для катарского СПГ. Законтрактованные объёмы последнего были перенаправлены с рынка Соединённых Штатов в ЕС, где в итоге образовался избыток предложения, что привело к наращиванию конкуренции «газ – газ» и расширению применения спотового ценообразования, построенного на данной модели.

Катар имел (и использовал) возможность опускать цену на свой СПГ ниже цен конкурентов (например, российского газа). Добывая вместе с газом жидкие углеводороды, он мог компенсировать недобор выручки по газу за счёт экспорта жидких фракций в условиях высоких цен на нефть во второй половине 2000-х – первой половине 2010-х. Этого не могли делать экспортёры в Европу, которые добывали газ как монопродукт (как, например, «Газпром» с его сухим сеноманским газом). Таким образом, конкурентная цена отсечения у Катара уходила в область отрицательных величин (то есть он мог бы для вытеснения конкурентов с рынка продавать газ и по отрицательной цене)⁹.

На наш взгляд, постановка вопроса о возможности повторения на рынке АТР

европейского сценария с начала экспортных поставок американского СПГ является вполне корректной. Более того, один из авторов неоднократно ставил его в качестве предмета для дискуссии в разных (отечественных и зарубежных) аудиториях¹⁰. Дело в том, что экспортная цена американского СПГ фактически построена на механизме «кост-плюс» (привязана к закупочной цене газа на внутреннем рынке). Поскольку до февраля 2016 г. США фактически являлись «энергетическим островом», взрывное наращивание добычи сланцевого газа обрушило его цены на замкнутом внутреннем рынке и удерживало их на низком уровне. Поэтому базой для привязки экспортных цен (в формулах экспортных контрактов американского СПГ) служили снижающиеся внутренние цены. А основным конкурентом для будущих поставок СПГ из США был экспорт из других источников (в том числе с российского проекта «Сахалин-2») по ценам, привязанным к высоким в то время нефтяным котировкам.

Ряд авторов также обращали внимание на необходимость оценки влияния американского СПГ на мировой рынок. Так, ещё в 2012 г. об этом писала Т. Митрова: «...после 2020 г. около 60–90 млн т СПГ из Северной Америки выйдут на глобальный рынок. При этом поставки газа из США не только могут вытеснить с рынка более дорогие проекты (например, из Австралии и России), но и, по всей видимости, сыграют важную роль в процессе выработки нового подхода к формированию цен на СПГ по всему миру и в переходе в долгосрочной перспективе к привязке к спотовым ценам»¹¹. Аналогичный вывод содержался и в исследовании компании Deloitte¹².

Азиатская ценовая премия была основным притягательным моментом для

¹⁰ См., например: Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013) / «Круглый стол»: Открытое заседание Программного комитета ММЭФ-2013 «Энергетическая стратегия» России: догма или изменяющийся взгляд на перспективу? – М. 2013. 07 февраля. (http://www.konoplyanik.ru/speeches/130207-Konoplyanik-MMEF_RT.pdf); Konoplyanik A. 'Domino Effects' of US Shale Gas Revolution: International Consequences in Institutional Sphere" // Presentation at Forum 1: "Keynote Forum – Decoding Global and Chinese Trend on Emerging Industries", BIT's 1st Frontier Industrial Forum-2013. Qingdao, China. 24–25 October 2013 (<http://www.konoplyanik.ru/speeches/131024-Konoplyanik-Qingdao.pdf>).

¹¹ Митрова Т. А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки и его влияние на мировые газовые рынки // Энергетическая политика. 2012. № 6. С. 30–41.

¹² Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center for Energy Solutions and Deloitte Market Point LLC, Deloitte Center, 2013, 24 pp.

⁸ Geoffroy Hureau. Impact of the oil price...

⁹ Глобальные последствия американской «сланцевой революции» (её «эффекты домино», включая один из изложенных здесь) подробно проанализированы одним из авторов. См., например: Конопляник А. Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования «Газпрома» (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергетическая безопасность Евросоюза») // Нефтегазовая Вертикаль. 2010. № 18. С. 28–29; он же. «Эффекты домино» американской «сланцевой революции» // Вестник аналитики. 2014. № 1(55). С. 87–94; он же. Американская «сланцевая революция»: последствия неотвратимы // ЭКО. 2014. № 5. С. 111–126; Konoplyanik A. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65–106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 pp.

⁵ Geoffroy Hureau. Impact of the oil price: How long will this new pricing world continue? // Gastech News. 25 May 2016. (http://www.gastechnews.com/lng/impact-of-the-oil-price-how-long-will-this-new-pricing-world-continue/?utm_medium=email&utm_campaign=7143193_Gastech%20News%20EMEA%2026%2F05%2F2016&utm_source=00QF00000dDvWvXMAS&dm_i=18NV,493Q1,L8I4VK,FIW3S,1).

⁶ Cedigaz – международная газовая ассоциация, независимый источник всеобъемлющей информации по газовой отрасли с 1961 г.

⁷ Wholesale Gas price Survey. 2016 Edition...

Рис. 1. Как формируется цена на СПГ на рынке в АТР

Системы формирования цен на газ/СПГ в международной торговле: (а) конкуренция «газ-нефть»; (б) конкуренция «газ-газ»

(1) Европа

(а) Индексация к ценам нефтепродуктов (мазут/газойль) с дисконтом (Гронингенская формула = нет-бэк от стоимости замещения у конечного потребителя/«на горелке», с 1962 г. по настоящее время)

(б) Индексация к ценам газовых хабов в Европе (с 2009 г. по настоящее время)

(2) АТР

(а) Индексация к цене сырой нефти в АТР (JCS, с 1970-х гг. по настоящее время)

(б) Индексация к цене газа на Генри Хаб США (с 2016 г., поставки СПГ из США)

Источники: Цена Энергии (Секретариат Энергетической Хартии, 2007); The Pricing of Internationally Traded Gas (OIES, 2012), авторы

Формула СПГ-контрактов для международной торговли в АТР

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) \cdot \text{JCS}(\text{СИФ}) + B$$

– Коэффициент “В” = константа (предмет переговоров)

– Коэффициент “А” для СПГ контрактов (“slope” = наклон контрактной кривой):

– 17,2% (Нефтяной паритет СПГ по калорийности)

– Привязка к нефтяному паритету по калорийности с дисконтом => “А” меньше 17,2%, чтобы СПГ был конкурентоспособным против JCS

Почему JCS?

Япония = первый импортёр СПГ в Азии (с 1969 г.): сырая нефть БСВ (тяжёлая высокосернистая аравийская нефть) как основное топливо для производства электроэнергии в Японии в 1970-х годах => прямая конкуренция СПГ и сырой нефти в Японии в секторе производства электроэнергии и промышленного тепла => привязка к JCS

начала экспорта американского СПГ. Ибо только так можно было бы разрешить накапливаемые финансовые проблемы американских компаний, добывающих сланцевый газ, и «рассосать» растущий ком их накопленной задолженности, образовавшейся в результате применения механизмов долгового финансирования для добычи сланцевых углеводородов в условиях низких цен на газ на внутреннем рынке. На фоне высоких нефтяных цен (и газовых цен с нефтяной привязкой у основных конкурентов американского СПГ в АТР) конкурентоспособность американского СПГ не вызвала сомнения. Поэтому если с начала его поставок сложился бы (пусть минимальный) избыток предложения СПГ в АТР (на высокую ценовую премию на данном рынке после аварии на АЭС «Фукусима» нацелились многие производители газа), то это привело бы к неизбежной конкуренции «газ – газ». И как результат – к снижению цен на него и постепенному (или, наоборот, обвальному) уходу от нефтяной индексации в АТР. То есть к повторению европейского сценария в Азии с кучей негативных последствий для компаний, принимавших свои «окончательные инвестиционные решения» (FID/Final Investment Decisions) в отношении новых проектов экспортных поставок СПГ в регион в период высоких цен на нефть, столь же высокий уровень которых экстраполировался и на перспективные периоды окупаемости инвестиций в эти проекты.

Падение цен на нефть замутило эту чёткую картинку. Попробуем разобраться и вновь прояснить её, на сей раз – для новой ценовой ситуации на рынках углеводородов.

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕН НА СПГ В АТР

Итак, на рынке физического газа существуют три модели ценообразования, применение которых зависит от стадии развития соответствующего энергетического рынка¹³.

1. Цена «кост-плюс» (издержки-плюс), определяемая прямым счётом (суммированием) элементов затрат и приемлемой нормой прибыли в рамках производственно-сбытовой газовой цепочки от устья скважины до пункта сдачи-приёмки газа (цена срочных контрактов: минимальная инвестиционная цена, цена самофинансирования).

2. Цена по принципу «нет-бэк от стоимости замещения», определяемая обратным счётом от цены (с дисконтом) конкурирующего с газом энергоресурса у потребителя («на горелке») к пункту сдачи-приёмки газа (цена срочных контрактов: максимальная инвестиционная цена, обеспечивающая производителю экспортёру получение максимальной

монетизируемой ресурсной ренты); исторически цена газа привязывается (индексируется) к цене сырой нефти (в АТР) или нефтепродуктов (в Европе).

3. Спотовая цена (разовых сделок), определяемая в рамках конкуренции «газ – газ» на торговых площадках (физических или виртуальных) в тех или иных рыночных зонах (торговая – неинвестиционная – цена, может включаться в качестве механизма ценообразования в срочные контракты в условиях избытка предложения газа на рынке).

Применение разных моделей ценообразования на газ представлено на рис. 1.

Японская формула. Привязка цен на СПГ к сырой нефти в АТР имеет давние исторические корни, уходящие во времена, предшествующие началу импорта сжиженного газа в данный регион. На его долю приходится 70% мировой торговли СПГ, в нём находятся пять крупнейших импортёров данного энергоносителя (Япония, Южная Корея, Китай, Индия, Тайвань). Крупнейший из них как в АТР, так и в мире – Япония. В 1969 г. она впервые в Азии импортировала сжиженный природный газ с Аляски (с месторождения компании Marathon в заливе Кука)¹⁴.

Японские компании начали привязывать цены на СПГ к ценам на сырую нефть (с учётом калорийности) с самого начала его экспорта, ибо именно нефть (а не нефтепродукты, как в Европе) была в то время прямым конкурентом (замещающим топливом) для входящего на рынок этой страны импортного сжиженного газа. В 1960 годы цены на нефть находились на низком уровне (около 2 долларов за баррель), а об охране окружающей среды практически не задумывались. Поэтому для Японии, демонстрировавшей миру своё «экономическое чудо» (двузначные темпы экономического роста), намного выгоднее было покупать наиболее дешёвую тяжёлую арабскую/аравийскую (Arabian Heavy) высокосернистую (с содержанием серы выше 3,5%) нефть и использовать её непосредственно в качестве котельно-печного топлива – для прямого сжигания в топках электростанций и промышленных бойлеров. Именно за счёт этого и было

¹³ Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ // Секретариат Энергетической Хартии. Брюссель. 2007. 277 с.; Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования (ИНП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г.). – М.: Изд-во ИНП РАН, 2010. – 102 с.

¹⁴ Положительный опыт взаимодействия по поставкам американского СПГ с этого проекта в Японию предопределил успешное участие компании Marathon и японских корпораций Mizui и Mitsubishi в консорциуме по реализации проекта СПГ «Сахалин-2». Его оператором являлась Marathon, до продажи своей доли и передачи функции оператора Shell (до вхождения в проект мажоритарным акционером компании «Газпром»).

в значительной степени обеспечено упомянутое «экономическое чудо».

Сырая нефть и мазут – наиболее используемые виды котельно-печного топлива для производства электроэнергии в 1970-е годы. На них приходилось более 40% электрогенерации в Японии¹⁵. В итоге это привело к серьёзному загрязнению окружающей среды (в частности, к эффекту «кислотных дождей»). Чтобы снизить зависимость от импорта сырой нефти, ставшей в 1970 годы более дорогой и являющейся экологически более «грязной», Япония начала привязывать цену на более экологически чистый СПГ к ценам на нефть с дисконтом по калорийности. Тем самым обеспечивалась денежная экономия при энергетическом импорте.

Изложенное объясняет, почему исторически первая формула СПГ-контрактов для международной торговли в АТР содержала привязку к цене сырой нефти – «японского нефтяного коктейля» (JCC). Импортная цена (P) построена в этой формуле по принципу «нет-бэк от стоимости замещения»:

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) \cdot JCC(\text{СИФ}) + B(\text{долларов за 1 млн БТЕ})$$

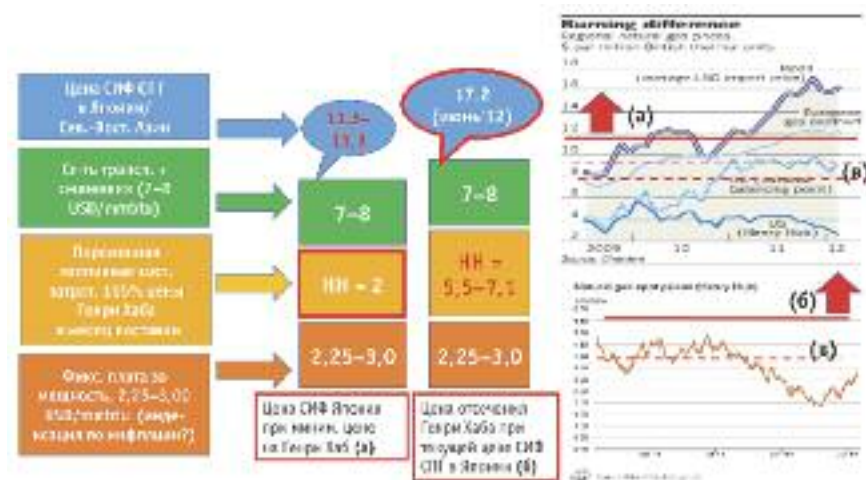
Поскольку стоимость замещения определяется «на горелке» (у конечного потребителя), то цены в формуле – это цены СИФ, а не FOB.

В данной формуле параметр «А» называется «наклон кривых СПГ-контрактов», или «наклон контрактных кривых» (contract slope), и его величина отражает степень зависимости цен СПГ от цен на сырую нефть. Сжиженный газ находится в паритете с нефтью по калорийности, когда $A = 17,2\%$. Поэтому контрактные цены на СПГ привязаны к ценам на сырую нефть с наклоном кривых «А» менее чем 17,2% (то есть с дисконтом), чтобы СПГ был конкурентоспособен (более выгоден для потребителя).

Константа «В» (скидка/надбавка к цене) согласуется между продавцами и покупателями. От Японии эта контрактная практика распространилась по всему региону.

Американская формула (Сабин-Пасс). США в феврале 2016 г. начали вновь (после 1969 г.) экспортировать сжиженный газ. Американские экспортные СПГ-проекты используют совершен-

Рис. 2. Модель ценообразования на СПГ проекта Sabine Pass компании Cheniere Energy Inc. (США)



Источники: Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013)..., слайд 5.

Рис. 3. Один из расчётных вариантов экономики поставок СПГ из США на экспорт в 2011 г. по направлениям (долл./млн БТЕ)

	Для Велико-Британии	Для Японии
Цена газа, поставляемого на сжижение (на завод/терминал в США)	3,8	3,8
Стоимость сжижения	2,92	2,92
Транспортные расходы	1,07	2,15
Цена СИФ (у импортёра)	7,79	8,87
Спотовая цена (у импортёра)	8,84	11,73
Прибыль от реализации по споту	+1,06	+2,86

Расчёты Университета Райс, США (по данным ФИЭФ).

Источники: Конопляник А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013)..., слайд 6.

но другой механизм ценообразования, в основе которого лежит контрактная формула первого (в «нижних» 48 штатах, помимо Аляски) аналогичного проекта – Сабин-Пасс компании Cheniere. Согласно данной формуле, цены на СПГ не привязаны к цене замещения у импортёра (JCC), а будут определяться ценами на выходе с экспортного терминала. А они, в свою очередь, будут зависеть от цен в Henry Hub – основном, маркерном для США газовом хабе (физической торговой площадке) в штате Луизиана.

Иными словами, цена на выходе с экспортного терминала – это та цена, по которой компания-экспортёр, являющаяся торговым посредником между производителем и зарубежным потребителем га-

за, закупает сжиженный газ у компании-владельца завода. А та, в свою очередь, либо сама добывает газ, либо закупает его на внутреннем рынке США. То есть фактически это механизм ценообразования «кост-плюс» (см. рис. 2):

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = P(\text{FOB/Генри Хаб}) \cdot 115\% + \text{годовая фиксированная плата за мощность (2,25–3 доллара за 1 млн БТЕ)} + \text{стоимость сжижения и транспортировки}$$

Дополнительные 15% к цене Henry Hub покрывают стоимость транспортировки газа до СПГ-терминала на побережье Мексиканского залива и уже обеспечивающую положительную маржу произведе-

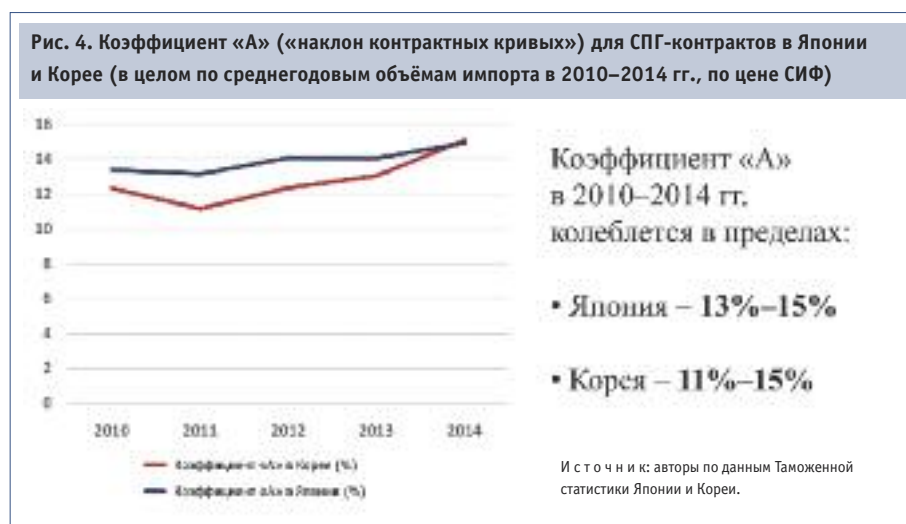
¹⁵ Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ // Секретариат Энергетической Хартии...

лю СПГ. Фиксированная ставка означает сумму, которую покупатели (компании-посредники, заключившие контракт на закупку СПГ на заводе для последующей его продажи на экспортных рынках) обязуются выплачивать производителю ежегодно в качестве «платы за резервирование мощности» вне зависимости от того, покупают ли они у него газ или нет. К этому добавляется стоимость сжижения и транспортировки до рынка страны-импортёра. В итоге экспортёр получает контрактную цену СИФ, которую он может сравнить со спотовыми ценами в целевом регионе потребления либо с расчётной ценой СИФ других экспортёров (в случае доступа к их данным).

С тех пор как в 2012 г. было принято окончательное инвестиционное решение по проекту «Сабин Пасс», прошло много дискуссий о ценовой конкурентоспособности американского СПГ на глобальном рынке и степени его влияния на международные цены. До того, как котировки сырой нефти начали падать (в июле 2014 г.), ожидалось, что американский СПГ будет одним из наиболее привлекательных на мировом рынке – на фоне высоких цен на нефть и низких цен на Генри Хаб.

Так, при конъюнктуре рынка 2011 г. маржа при экспорте (прибыль при реализации по споту) американского СПГ при поставках в АТР оценивалась специалистами Университета Райс (США) втрое выше, чем при поставках в Европу (см. рис. 3). В данных их расчётов издержки по сжижению и транспортировке (4–5 долларов за 1 млн БТЕ) оказывались примерно в полтора раза ниже, чем у других источников (7–8 долларов) (см. рис. 2).

Расчёты, выполненные одним из авторов по состоянию на середину 2012 г. (на дату принятия FID по проекту «Сабин Пасс»), показали (см. рис. 2), что при державшейся в то время на рынке АТР импортной цене СПГ СИФ Японии на уровне 17,2 долл./млн БТЕ формула «Сабин Пасс» обеспечивала цену «кост-плюс» в Японии на уровне 11,5–13,3 долл./млн БТЕ и маржу для экспортёра 3,3–5,7 долл./млн БТЕ, что составляло бы 19–33% цены СИФ. Было за что побороться! При этом величина маржи в полтора-три раза превышала бы закупочную цену газа на американском рынке, поскольку в это время цены на Henry Hub сократились до исторического минимума. Тогдашняя конъюнктура рынка СПГ в АТР удерживала цену отсечения по закупкам газа на внутреннем рынке США (цену Henry Hub) для аме-



риканского экспортёра СПГ на уровне в полтора-три раза выше её тогдашних значений: 5,5–7,1 против 2 долл./млн БТЕ (см. рис. 2).

По данным расчётам, это делало бы американский СПГ (напомним, что в то время речь шла лишь о будущих – начиная с 2016 г., не ранее, экспортных поставках), безусловно, конкурентоспособным в АТР, причём с большим «запасом прочности». Он также становился более конкурентоспособным (в зависимости от уровня оценок затрат на сжижение и транспортировку, с большим или меньшим «запасом прочности») по сравнению с контрактными поставками трубопроводного газа (читай: в первую очередь российского), а то и со спотовыми поставками «голубого топлива» в Европу (см. рис. 2).

Но так как нефть с тех пор подешевела более чем на 50% – с более 100 долл./баррель до менее 50 долл./баррель – американский СПГ потерял своё очевидное ценовое преимущество. Да и сохранил ли он его вообще? Так как ситуация на рынках изменяется быстро, а цены на СПГ в АТР могут быть привязаны как к цене нефти, так и к цене Henry Hub, необходим более глубокий сравнительный анализ ценовой конкурентоспособности двух указанных ценовых механизмов. Для этого сначала оценим типовую структуру действующих контрактных поставок СПГ в АТР.

«НАКЛОН КОНТРАКТНЫХ КРИВЫХ»

На рис. 4 показана динамика коэффициента «А» («наклона контрактных кривых») СПГ-контрактов в Японии и Южной Корее на основании их среднего-

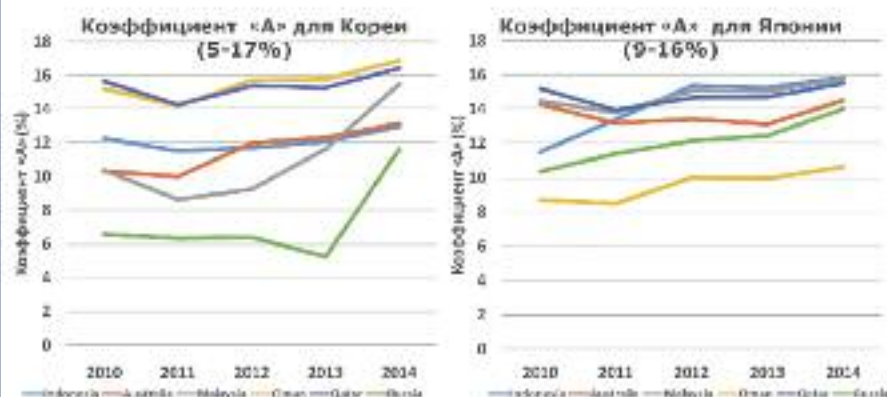
вых импортных цен (СИФ) за 2010–2014 гг. Данная среднегодовая цена в каждый год периода рассматривается как один условный контракт с определённым (фиксированным) коэффициентом «А». В Южной Корее этот коэффициент варьируется в диапазоне 11–15%, а в Японии 13–15%.

В Японии «контрактные кривые» находятся в этот период на более высоком уровне, так как импорт СПГ в страну резко возрос после аварии на АЭС «Фукусима» в марте 2011 г. (для использования в качестве котельно-печного топлива на тепловых электростанциях для компенсации падения выработки электроэнергии на АЭС страны). За ним выросла и импортная цена на СПГ в стране. В то же время у Корейской газовой корпорации (Kogas) было заключено несколько долгосрочных контрактов на закупку СПГ с Йеменом, Россией (проект «Сахалин-2») и Малайзией на более выгодных для покупателя условиях, чем в Японии. В Южной Корее не было такого резкого роста спроса, поэтому сохранялось более конкурентное предложение СПГ и «контрактные кривые» расположены на более низком уровне, чем у Японии¹⁶.

На рис. 5 показана динамика коэффициента «А» импортных контрактов СПГ в Японии и Южной Корее, рассчитанных на основе средних импортных цен СИФ по отдельным поставщикам, представляющим разные страны. Уровень этого коэффициента в Южной Корее не-

¹⁶ Aldersley L. Yemen LNG defends ongoing price reviews (13.02.2014). <http://www.icis.com/resources/news/2014/02/13/9753072/yemen-lng-defends-ongoing-price-reviews/>; Ревенков В.И. Цены на российский СПГ для Южной Кореи необоснованно низкие (09.10.2013) / <http://www.fief.ru/analytic/read.209.htm>

Рис. 5. Коэффициент «А» для СПГ-контрактов в Японии и Кореи по поставщикам в 2010–2014 г. (цена СИФ)



Источники: авторы по данным Таможенной статистики Японии и Кореи.

сильно варьируется в период с 2011-го по 2014 г., за исключением наклона контрактных кривых малайзийского СПГ в 2013 г. по сравнению с 2012 г. и наклона контрактных кривых российского сжиженного газа в 2014 г. по сравнению с 2013 г. В первом случае причина резкого роста коэффициента заключается в пересмотре условий долгосрочного контракта между Petronas и Kogaz¹⁷. Что касается второго случая, то в СМИ нет подтверждений того, что между Южной Кореей и Россией велись переговоры об изменении цены.

Наклон контрактных кривых СПГ в Южной Корее по поставщикам варьируется в диапазоне от 5,2 до 16,9%. При этом до 2014 г. самыми низкими значениями коэффициента «А» характеризовался российский СПГ-контракт (поставки с проекта «Сахалин-2»). Без его учёта изменения данного коэффициента в 2010–2013 гг. в Южной Корее и Японии находились в одном диапазоне 9–16% (см. рис. 5).

Разброс значений коэффициента «А» для импортных японских СПГ-контрактов по странам-поставщикам – в пределах 8,5–16%. Если исключить наиболее дешёвый оманский СПГ, то наклон варьируется от 10,3% до 16%. Диапазон разброса коэффициента наклона кривых СПГ в Японии уже, чем для Южной Кореи. Кривые для японских контрактов располагаются в среднем на более высоком уровне, чем для южнокорейских. То есть среднегодовая импортная цена СПГ в Японии выше, чем в Республике Корея.

КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ

Как уже отмечалось, цены на СПГ в АТР с 2016 г. формируются с помощью двух механизмов ценообразования – индексации к JCC и привязки к Henry Hub. Причём в середине 2014 г. резко упали мировые цены на нефть. Поэтому ожидания поведения рынка нефти и газа в период до принятия FID по американским СПГ-проектам и в настоящее время

Henry Hub вследствие роста добычи сланцевого газа в США и отсутствия возможности для его экспорта.

С 2014 г. по настоящее время произошло снижение цен на СПГ с нефтяной привязкой в результате падения мировых нефтяных котировок, а цены на Henry Hub сохранились на низком уровне (2–4 долл. за 1 млн БТЕ в 2015 г.) (см. рис. 6). Однако будет ли цена на Henry Hub держаться на низком уровне после начала экспорта СПГ из США и поставок трубопроводного газа в Мексику? Существуют оценки, согласно которым мощности по экспорту американского СПГ могут достичь 70 млн т в год к 2020 г. Т. Митрова и Deloitte пишут об экспорте 60–90 млн т после 2020 г.¹⁸ У американских производителей заключены долгосрочные контракты не только с азиатскими, но и европейскими и южно-американскими торговыми компаниями (так, первые отгрузки американского СПГ были направлены в Латинскую Америку). Так как эти контракты не предусматривают условие «бери и/или плати» (Take-And/Or-Pay) и «пункт назначения» (Destination clause), сейчас сложно предсказать, какие объёмы направятся в Азию, Европу и страны Южной Америки в будущем. Это будет зависеть от ценовой конъюнктуры на рынке

Рис. 6. Динамика цен JCC и Генри Хаба

- (1) 2011–2014 гг.: разнонаправленная динамика цен на СПГ с нефтяной (JCC) и газовой (Henry Hub) привязкой в АТР:
- высокая цена на нефть;
 - снижение цены на Henry Hub вследствие роста добычи сланцевого газа в США и отсутствия возможности для его экспорта (перезаполнение рынка)
- (2) 2014 г. по настоящее время: снижение цен на СПГ с нефтяной привязкой (в результате падения мировых цен на нефть) и сохранение цен на Henry Hub на низком уровне (\$2–\$4/млн БТЕ в 2015 г.)
- Будет ли цена на Henry Хаб держаться на низком уровне?
- *начало экспорта СПГ из США?
- *экспорт трубопроводного газа в Мексику?



Источники: Министерство финансов Японии, EIA natural gas price, World Bank, Petroleum Association of Japan, авторы.

газа в период реализации принятых ранее, в период иной конъюнктуры, инвестиционных решений) принципиально различаются (см. рис. 6).

В 2011–2014 гг. наблюдалась разнонаправленная динамика цен на СПГ с нефтяной (JCC) и газовой (Henry Hub) привязкой в АТР. При высокой цене на нефть происходило снижение цены на газ на

газа в каждом из этих регионов. И пока рынок газа не является глобальным (хотя и быстро глобализируется за счёт развития СПГ-инфраструктуры и торговли

¹⁷ Aldersley L. Yemen LNG defends ongoing price reviews (13.02.2014) / <http://www.icis.com/resources/news/2014/02/13/9753072/yemen-lng-defends-ongoing-price-reviews/>

¹⁸ <http://blog.argusmedia.com/how-much-us-lng-is-under-construction/>; Митрова Т. А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки...; Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center...



Рис. 7. Зоны конкурентоспособности СПГ в Азии с привязкой к JCC и к Henry Hub



им), то конъюнктура региональных рынков газа станет определяться как общими, так и особенными факторами.

Экспорт трубопроводного газа в Мексику растёт очень быстро: его объём увеличился с 20,6 млрд м³ в 2014 г. до 29,8 млрд м³ в 2015-м – почти на 50%¹⁹.

США перестают быть «энергетическим островом», переполненным предложением газа. Ослабление данного избытка неизбежно должно будет привести к росту цен на газ на внутреннем рынке (эти опасения были продиктованы долгие ожесточённые дискуссии сторонников и противников разрешения экспорта СПГ: низкие цены на внутреннем рынке были очень выгодны для потребителей энергоресурсов).

Итак, инвестиционные решения в отношении американских экспортных СПГ-проектов принимались в период устойчиво высоких цен на нефть и значительного превышения импортных цен СПГ в АТР с нефтяной индексацией (повторявших с лагом запаздывания динамику цен на нефть) против расчётных цен по принципу «кост-плюс» (нижней инвестиционной цены любого инвестиционного проекта, обеспечивающей его самоокупаемость). В 2014 г., как видно из данных рис. 6, ситуация принципиально поменялась.

Целью наших расчётов было определить, какое значение «цены отсечения» для американского СПГ в АТР (или цены одинаковой конкурентоспособности двух механизмов ценообразования) мы получим при различных уровнях закупочных цен американского газа на внутреннем рынке (на Henry Hub) в рамках

его фактической и ожидаемой динамики и при стандартной контрактной практике на рынке СПГ в АТР. Иначе говоря, каковы должны быть уровни цен на нефть на мировом рынке, чтобы американский СПГ был конкурентоспособен (стал неконкурентоспособен) в Азии с СПГ с традиционной нефтяной индексацией.

Для исследования сравнительной конкурентоспособности этих двух механизмов ценообразования мы выполнили расчёты на основе следующих параметров (см. рис. 7).

1) Пограничные уровни коэффициента «А» (диапазон используемых в нашем расчёте «наклонов контрактных кривых») для СПГ-контрактов с индексацией к JCC от 13% до 16% (стандартные фактические усреднённые параметры современных импортных контрактов СПГ Японии и Южной Кореи).

2) Пограничные уровни (диапазон используемых в нашем расчёте) закупочных цен газа на внутреннем рынке США (на Henry Hub) для последующего его сжижения и экспорта: от 2 долларов за 1 млн БТЕ (минимальное, фактически наблюдаемое значение за период после проявления эффекта «сланцевой революции») до 6 долларов (максимальное, фактически наблюдаемое значение за тот же период и уровень, к которому будут двигаться внутренние цены после начала и по мере наращивания экспорта СПГ из США).

3) Применение формулы формирования цен на СПГ для долгосрочного контракта «Сабин Пасс СПГ – Kogaz»:

$P(\text{СПГ/СИФ Ю.Корея}) = P(\text{Henry Hub}) \cdot 115\% + (\text{фиксированная ставка } 3 \text{ доллара за } 1 \text{ млн БТЕ})^{20}$.

4) Стоимость фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива до Японии/Южной Кореи (3 доллара за 1 млн БТЕ)²¹.

5) Цены на нефть на мировом рынке в диапазоне их фактического изменения.

Расчёты показали три зоны сравнительной конкурентоспособности двух механизмов ценообразования на СПГ в АТР (см. рис. 7):

1) зону преимущественной конкурентоспособности американского СПГ;

2) зону преимущественной конкурентоспособности СПГ с нефтяной привязкой;

3) разделяющую их зону равной конкурентоспособности обоих механизмов ценообразования на СПГ в АТР (нижняя граница коридора равной конкурентоспособности соответствует контрактам с коэффициентом «А», равным 16%, а верхняя – 13%).

Для пограничных уровней цен на Henry Hub картина такова. При цене 2 доллара за 1 млн БТЕ (минимальное значение, зафиксированное в апреле 2012 г., начале 2016 г.) СПГ с нефтяной привязкой будет более конкурентоспособен в Азии, чем американский СПГ, при цене JCC ниже 50 долл./баррель. Это отражает сегодняшние условия на рынке.

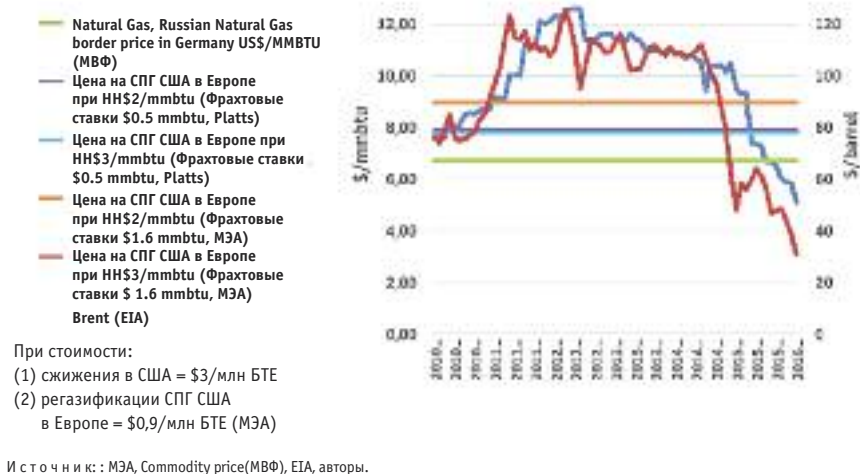
При цене газа на Henry Hub 6 долларов за 1 млн БТЕ (максимальное значение, зафиксированное в начале 2014 г.) американский СПГ был бы более конкурентоспособен в Азии, чем СПГ с нефтяной привязкой, при цене JCC выше 80 долларов за баррель (что отражает ценовые условия на рынке газа АТР в период с середины 2010-го до конца 2014 г., ко-

¹⁹ EIA Natural Gas Data (<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2A.htm>).

²⁰ Cheniere Energy Annual Report 2014.

²¹ The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market: IEA.

Рис. 8. Сравнение цены американского СПГ и российского трубопроводного газа в Европе



гда и принимались основные инвестиционные решения в отношении экспортных проектов американского СПГ).

При цене JCC свыше 100 долларов за баррель СПГ из США становится конкурентоспособен, если цена на Henry Hub даже превышает 6 долларов за 1 млн БТЕ. Но вернутся ли цены на нефть на уровень 100 долларов и выше? По мнению одного из авторов, мир вступил в период относительно более низких по сравнению с предыдущим десятилетним периодом цен на нефть²². Это объясняется, во-первых, разным характером формирования избытка предложения на рынке по сравнению с кризисом 2008–2009 гг.²³ Тогда вслед за падением цен на нефть произошёл их быстрый отскок на докризисные уровни. В ходе нынешнего падения цен такого не наблюдалось, поскольку предыдущий кризис был вызван изменением баланса спроса и предложения на рынке «бумажной нефти», то есть на рынке нефтяных финансовых деривативов, а этот – на рынке «физической нефти», то есть изменением баланса спроса и предложения на нефть как таковую. Во-вторых, возвращению нефтя-

ных цен в диапазон свыше 100 долларов за баррель препятствуют глобальные научно-технические последствия американской «сланцевой революции»²⁴.

Американский СПГ в Европе

На рис. 8 представлены результаты наших расчётов цен на американский СПГ по долгосрочным контрактам в Северо-Западной Европе в сравнении с фактическими ценами российского трубопроводного газа на границе с Германией. То есть мы решили проверить, может ли американский СПГ вытеснить экономическими методами (предлагая более низкую цену) российский трубопроводный газ из Европы. Тезис о том, что не только сможет, но и вытеснит – является излюбленным аргументом многих американских и европейских политиков²⁵.

При этом мы исходили из постулата, что при оценке конкурентных позиций проверять варианты на устойчивость нужно, выбирая наиболее тяжёлый набор параметров для одной стороны (для себя) и наиболее благоприятный – для другой (для ваших конкурентов). Поэтому мы рассмотрели фактически наихудшую для российского трубопроводного экспорта (и наиболее благоприятную для американского СПГ) ситуацию. В основу расчёта мы положили низшие значения

(2–3 доллара за 1 млн БТЕ) закупочных цен на Henry Hub. Взяли также не только стандартные значения фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива в Северо-Западную Европу (1,6 доллара за 1 млн БТЕ)²⁶, но и недавно проскочившие в прессе их минимальные зафиксированные значения (0,5 доллара)²⁷, чтобы «утяжелить» конкурентную ситуацию для российского газа и облегчить – для американского СПГ. Стоимость сжижения в США (3 доллара за 1 млн БТЕ) и регазификации СПГ в Европе (0,9 доллара) брали по данным МЭА²⁸.

Расчёты показали, что, несмотря на низкие цены на газ на Henry Hub и фрахтовые ставки, сегодня российский газ более конкурентоспособен по цене, чем американский СПГ, на европейском рынке. К этому же выводу приходят и известные серьёзные западные специалисты, такие как нефтегазовый аналитик банка Societe Generale Тьерри Бро, который к тому же считает, что «Россия является поставщиком на европейский рынок с самыми низкими издержками»²⁹, или Джонатан Стерн с коллегами из Оксфордского института энергетических исследований (см. рис. 9).

По их расчётам, сегодня американский СПГ проигрывает ценовую конкуренцию российскому газу по уровню своих долгосрочных маржинальных издержек, учитывающих капиталоёмкую их составляющую (US LRMC на рис. 9). Он выдерживает данную конкуренцию, если только брать в расчёт краткосрочные маржинальные издержки, включающие в цену лишь эксплуатационную/операционную составляющую (US SRMC на рис. 9). Но это означает, что перед американскими производителями сланцевого газа ещё острее встаёт проблема выплаты накопленной задолженности, поскольку вся американская сланцевая добыча построена на долгом финансировании инвестиций. Невозможность возврата профинансированных в долг капиталовложений (если текущая европейская цена не обеспечивает их возврата, ибо находится ниже уровня долгосрочных маржинальных издержек американского СПГ) приводит к дальнейшему раздуванию пузыря фи-

²² Konoplyanik A. Whether low oil prices put an end to oil indexation in gas? What are alternative ways & means to obtain Maximum Marketable Resource Rent in term gas contracts? (invitation to discussion) / Presentation at the 8th "ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology" International Conference, Saint-Petersburg, 11–12.11.2015 (<http://www.konoplyanik.ru/speeches/151111-Konoplyanik-SPB-ENERGETIKA-XXI-presentation-Engl.pdf>).

²³ Предпосылки, характер, механизм нефтяного кризиса 2008–2009 гг. подробно проанализированы одним из авторов, например: Конопляник А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «чёрного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–11; № 4. С. 7–11; Бушнев В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия». 2013. 344 стр.

²⁴ Konoplyanik A. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65–106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia. 2016. 412 pp.

²⁵ См., например: "US LNG Exports and European Energy Security Conference", Atlantic Council, 28 April 2016 (Summary by M. Hulse and M. Altenbern "US LNG Seen as Fuel for US-EU Energy Security Relationship". 29.04.2016) / <http://www.atlanticcouncil.org/events/past-events/us-lng-seen-as-uel-for-us-eu-energy-security-relationship>.

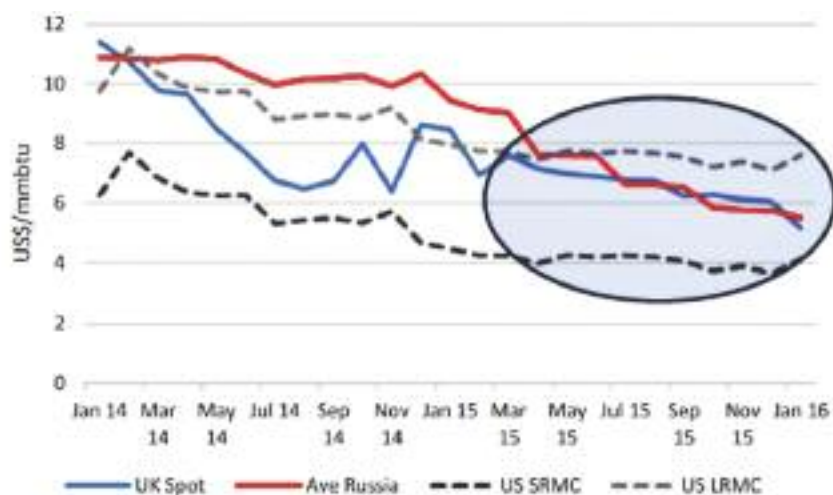
²⁶ Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. IEA, 2014.

²⁷ Platts, November 2015 (ставки из Тринидада Тобаго до Европы).

²⁸ The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. IEA, 2014.

²⁹ См., например: Thierry Bros. Gas Price Development. Presentation at ENERGETIKA-XXI Conference, SPB. 11.11.2015. Slides 10, 14.

Рис. 9. Европейские газовые цены и маржинальные издержки американского СПГ



Источники: James Henderson, Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? – OIES, OXFORD ENERGY COMMENT, January 2016, p. 7 (fig. 3).

нансовой задолженности. Будет ли он мягко сдуть или с шумом схлопнется?

ФИНАНСОВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ АМЕРИКАНСКОГО СПГ

И это в очередной раз ставит вопрос о долгосрочной финансовой привлекательности экспорта СПГ для производителей американского сланцевого газа, которые являются основной ресурсной базой данных операций.

После кризиса 2009 г. и снижения цен на газ на рынке США обслуживание долга стало более дорогостоящим предприятием. Это привело к образованию долговой пирамиды и росту объема накопленной задолженности, которая особенно болезненно сказывается на мелких и средних компаниях – основных добытчиках сланцевых углеводородов. В отличие от крупных международных корпораций, они не являются «богатыми» в финансовом отношении компаниями, то есть не располагают большими объемами собственных финансовых резервов. Поэтому они не осуществляют финансирования своих добывающих проектов из прибыли, а полностью зависят от долгового инвестирования³⁰.

С одной стороны, это является позитивной тенденцией, поскольку проектное финансирование, которое раньше рассматривалось как своего рода «искусство для финансовой аристократии» (и

применялось обычно в рамках штучных мегапроектов, реализуя «эффект масштаба»), постепенно, по мере расширенного применения в сфере добычи сланцевых углеводородов превращалось в стандартизированную «конвейерную» финансовую технологию.

С другой стороны, данная тенденция приводит к росту задолженности этих компаний. А так как ценовая (нефтяная и газовая) конъюнктура резко ухудшилась, то для получения нового финансирования – как для реализации новых проектов, так и для перекредитования (обслуживания долга) по старым – большая часть новых заимствований переместилась в зону «мусорных облигаций». То есть в зону заимствований с кредитными рейтингами ниже минимального инвестиционного уровня «Вaa3» (Moody's) / «BBB-» (Standard and Poor's, Fitch IBCA)³¹. Иными словами, в зону спекулятивных кредитных рейтингов.

В итоге задолженность энергетических компаний стала крупнейшим компонентом американского рынка мусорных облигаций, превысив 15% последнего в конце 2014 г. Основной вклад в это сомнительное «первенство» внесли предприятия, занимающиеся разработкой сланцевых углеводородов. Энергетические компании опередили по этому показателю корпорации финансового (12%, второе

место) и телекоммуникационного (11%, третье место) секторов³².

Резкое изменение ценовой конъюнктуры на рынке нефти отодвигает на (обозримую/необозримую?) перспективу возможность мягкого сдувания пузыря накопленной финансовой задолженности американских компаний, ведущих добычу сланцевого газа. Нынешняя ценовая ситуация изменила ожидания, ощущения финансового сектора в отношении дальнейших возможностей хеджирования сегодняшних финансовых рисков американских энергетических компаний – производителей сланцевых углеводородов. Сегодня вопрос стоит таким образом: смогут ли они вообще вернуть взятые в долг средства.

Однако не все специалисты оценивают ситуацию драматически. Так, эксперты Центра энергетических исследований Института мировой экономики и международных отношений (ИМЭМО) РАН считают, что текущая финансовая ситуация в сланцевой индустрии США несопоставимо мягче по сравнению с кризисом ипотечного кредитования в 2007 г. Во-первых, сумма накопленной задолженности сегодня гораздо меньше. Во-вторых, существенно ниже уровень вовлеченности банков в финансирование высокодоходных (то есть высокорискованных) инструментов (капиталовложений) в добычу сланцевых нефти и газа). Доля банковских кредитов нефтегазовому сектору в общем портфеле банковского кредитования составляет 2,5–3,5%, в то время как в 2007 г. доля ипотечных кредитов достигала 33%³³. Поэтому, заключают авторы, мы стоим на пороге волны банкротств отдельных компаний, но не сланцевой отрасли в целом. При снижающемся ценовом цикле в энергетических отраслях многие производители, включая тех, что добывают сланцевые нефть и газ, остаются под угрозой дефолта. Тем не менее, полагают эксперты ИМЭМО РАН, даже в случае массовых банкротств их активы просто перейдут в руки более успешных (финансово устойчивых) компаний-конкурентов.

Однако повысит ли это долгосрочную конкурентоспособность американского СПГ в Европе и Азии?

³² Konoplyanik A. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65-106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 pp.

³³ Жуков С. В., Золина С. А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти // Мировая экономика и международные отношения. 2016, № 10 (в печати).

³⁰ Stern J. and Fattouh B. Oxford Institute for Energy Studies, "Lower Oil and Gas Prices: new phenomenon or history repeated?" / Presentation at the ENERGETIKA-XXI, St. Petersburg. 12 November 2015. Slide 18.

³¹ Moody's, Standard and Poor's, Fitch IBCA – три основных международных рейтинговых агентства; наличие кредитных рейтингов от двух из них является необходимым условием получения международного долгового финансирования.

Заморозка добычи: крючок для России?

Попытки добиться стабилизации нефтяных цен за счёт создания «новой ОПЕК» не удалось, необходимы другие механизмы международного сотрудничества в этой сфере

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Главной интригой нефтегазового рынка в первой половине 2016 г. стали анонсированные планы России и стран ОПЕК одновременно заморозить добычу «чёрного золота». Многие аналитики расценили это как первый шаг на пути к созданию нового нефтяного картеля, в котором главенствующую роль якобы будет играть Москва. Но между подобными мечтами и реальностью – огромная пропасть.

Напомним, состоявшиеся в апреле в Дохе переговоры стран ОПЕК с участием России, в результате которых как раз и ожидалось принятие решения о заморозке, окончились ничем. Формально не отвергая данную идею, участники картеля, тем не менее, воздержались от принятия каких-либо конкретных решений. На саммите ОПЕК в июне также никаких подвижек не произошло. Да и российские власти в лице министра энергетики Александра Новака заявили, что вопрос о заморозке добычи потерял свою актуальность в связи с начавшимся ростом нефтяных цен.

Но куда вывезет кривая нефтяных котировок – пока неясно. И отнюдь не исключено, что данная инициатива может вновь оказаться на повестке дня. Насколько она реализуема? Конечно, в нынешних условиях для России все средства хороши, лишь бы добиться устойчивости нефтяных цен, на которые туго завязан государственный бюджет. И упомянутая заморозка – вполне приемлемый инструмент, который может дать краткосрочный эффект. Но что это означало бы в долгосрочном плане? Любые попытки искусственно ограничить добычу могут похоронить планы ряда ВИНК по реализации новых проектов, суливших всплеск добычи в ближайшие три года. Фактически они и так «подрублены под корень» дефицитом инвестиций и налоговыми изысками Минфина, а теперь окончательный приговор может быть закреплён в международных обязательствах РФ.

Единожды заморозив добычу, вернуться к росту будет крайне сложно. Во-первых, потребуются дополнительные инвестиции как в реанимацию отложенных проектов, так и осуществление новых, связанных в основном с трудными запасами. Во-вторых, та же Саудовская Аравия держит наготове значительные резервные мощности, способные в кратчайшие сроки обеспечить поставку на рынок дополнительных объёмов сырья и тем самым воспрепятствовать возобновлению роста добычи в России.

Иными словами, создание «новой ОПЕК» может стать первым шагом не к повышению роли России на глобальном рынке нефти, а к долгосрочному снижению её добычи. Единственная разумная альтернатива – не пытаться «переформатировать» уже изживший себя картель, а искать новые пути сотрудничества с основными игроками энергетического рынка – как с экспортёрами, так и покупателями УВС. Но это долгий и трудный путь, не сулящий быстрых и ярких эффектов. А значит, российским чиновникам он вовсе не интересен.

НОВАЯ ИГРА САУДИТОВ

Предложение о заморозке производства нефти, прозвучавшее в феврале нынешнего года, выглядело одновременно и долгожданным и неожиданным. С одной стороны, за год с небольшим, прошедший с момента падения нефтяных цен, стало очевидным, что данный процесс не является «случайной флуктуацией» рынка, а носит длительный характер и имеет под собой целый ряд весомых оснований. Надежды на то, что всё само собой образуется (отчасти подпитанные временным улучшением ценовой конъюнктуры летом прошлого года) теперь практически рассеялись. Все ведущие аналитические центры в один голос стали утверждать: низкие цены всерьёз и надолго. А значит, крупнейшим государствам-производителям «чёрного золота» надо предпринимать какие-либо активные шаги, чтобы минимизировать свои финансовые потери.

С другой стороны, мало кто верил в возможность нефтедобывающих стран прийти к какому-либо компромиссу. После того как ОПЕК в конце 2014 г. отказалась сокращать квоты, а в 2015 г. подтвердила данное решение, общим местом стали рассуждения о фактической смерти картеля. Раз уж этот «неутомимый воин», десятилетиями стоявший на страже интересов нефтяного рынка, покинул свой пост, то кто тогда сможет обуздать цены? Робкие попытки переговоров между Саудовской Аравией и основными нефтедобывающими странами, не входящими в ОПЕК (Россией, Мексикой и т. д.), также не вызвали особых надежд. Слишком уж различны их экономические и политические интересы, для того чтобы быстро выработать единую позицию по столь болезненному вопросу и, главное, претворить её в жизнь, несмотря на противодействие ведущих держав мира.

Поэтому призывы Венесуэлы, которая первой подняла вопрос о необходимости

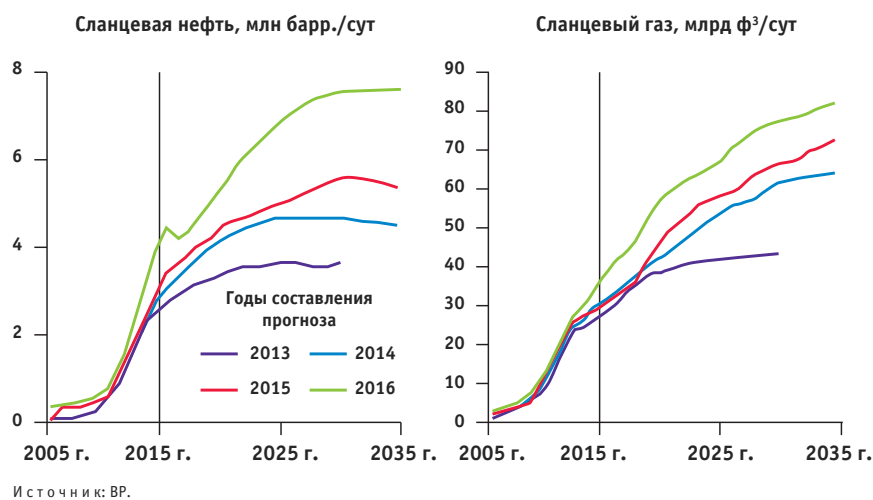
замораживания добычи в глобальном масштабе, поначалу не были восприняты всерьёз. Тем более что правительство Николаса Мадуро после очередных парламентских выборов оказалось в крайне шатком положении и готово хвататься за любую соломинку в надежде на увеличение нефтяных доходов страны и улучшение экономической ситуации. Однако вопреки ожиданиям этот призыв нашёл широкий отклик. Напомним, идею Каракаса поддержали как его партнёры по ОПЕК – Саудовская Аравия и Катар, – так и Россия. А в дальнейшем к ним присоединилось большинство членов ОПЕК.

Причём нефтяные державы первоначально выразили готовность реализовать данную идею, что называется «с колёс», заморозив добычу уже с февраля. По здравому размышлению обсуждение данного вопроса было отложено на апрель. Что же вызвало такую «перемену ветра»? Только ли чувство безнадежности, которое Москва и Эр-Рияд, пока ещё бодрящиеся на фоне обвального падения своих доходов, вынуждены всё-таки разделить с подошедшим к крайней черте Каракасом? Или же это начало нового раунда «нефтяных игр», из которых Россия может выйти как победителем, так и побеждённым?

Итак, почему же о «нефтяной заморозке» заговорили только спустя год с лишним после того, как котировки «чёрного золота» отправились в крутое пике? Наиболее распространённое объяснение этого – попытки Саудовской Аравии выйти в ценовой войне с США. Но теперь можно смело констатировать, что они провалились. В июне прошлого года добыча нефти в США достигла своего исторического пика, после чего начала несколько снижаться. Однако уже к концу года она возобновила рост. Критики «сланцевой революции» предрекали, что резкое сокращение числа действующих буровых установок неизбежно приведёт к обвалу производства, но этого не случилось. Хотя количество БУ к марту нынешнего года оказалось на самой низкой отметке с 2009 г. и уменьшилось по сравнению с октябрём 2014 г. в 4,3 раза (с 1609 до 372), на производственных результатах это отразилось не столь существенно. Так, добыча к середине марта составила 9 млн барр./сут, что всего на 600 тыс. барр./сут ниже пикового значения июня прошлого года.

Более того, сланцевые проекты постепенно адаптируются к низким котиров-

Рис. 1. Прогноз производства сланцевых ресурсов в США



кам. Если ещё год назад большинство производителей обозначали в качестве гарантированной безубыточной планки цену 60 долларов, то теперь речь идёт о гораздо более низких значениях. В частности, менеджмент одной из ведущих сланцевых корпораций – Continental Resources – объявил о намерении нарастить капитальные расходы в случае повышения цен до 40 долларов (что, собственно говоря, уже и произошло). Это позволит компании увеличить добычу в 2017 г. более чем на 10%. В свою очередь, ВР в обновлённом прогнозе развития глобальной энергетики до 2035 г., обнародованном в марте, вновь повысила оценку объёмов добычи сланцевых углеводородов в США, причём достаточно значительно (см. рис. 1).

Видя, что выжать с рынка американские сланцы не получается, Саудовская Аравия, тем не менее, не оказалась от надежд на расширение своей сбытовой ниши – теперь уже за счёт партнёров по ОПЕК и других нефтедобывающих стран. Как известно, в последнее время она широко применяет практику скидок, позволяющих ей увеличить собственные поставки как в Европу, так и АТР. В частности, в марте западноевропейские покупатели сорта Arab Extra Light получили дисконт в 2,65 доллара за баррель к цене Brent. А скидка на Arab Light достигла рекордного уровня за последние 7 лет – 4,95 долл.

Но и этот манёвр не принес Эр-Рияду желаемых результатов. Другие нефтеэкспортёры, в частности Ирак, Кувейт и ОАЭ, активно включились в «войну скидок». А возвращение на европейский ры-

нок Ирана и вовсе сделало бессмысленной подобную стратегию, ибо стосковавшийся по нефтедолларам Тегеран готов на такие ценовые уступки, которые саудитам и не снились.

Иными словами, для Эр-Рияда нет смысла продолжать ценовую войну. Но почему бы не попытаться разделить горечь поражения с другими нефтедобывающими странами? Раз уж приходится расставаться с надеждами на расширение своей рыночной доли за счёт «смерти» сланцевых проектов, то желательно склонить к такой «жертве» и других своих потенциальных конкурентов. Но все ли страны понесут одинаковые краткосрочные потери в результате заморозки добычи? И все ли смогут впоследствии, в случае стабилизации котировок, воспользоваться плодами данного шага? Увы, нет.

Само понятие «заморозка» как бы подразумевает, что страны-экспортёры бездумно наращивали производство и вот теперь, столкнувшись с негативными последствиями своих действий, вынуждены нести коллективную ответственность. Но так ли это на самом деле? Статистика свидетельствует об обратном. В 2015 г. производство «чёрного золота» в рамках ОПЕК увеличилось более чем на 1 млн барр./сут (см. табл. 1). И произошло это «по вине» всего двух стран – Ирака и Саудовской Аравии. Причём в первом случае заслуга принадлежит в основном иракскому Курдистану, практически не контролируемому со стороны официального Багдада. По сути, это – стихийный процесс увеличения производства на территории с неопределён-

ным политическим статусом, и надеяться на то, что его удастся заморозить за счёт каких-то официальных договорённостей – наивно. Еще 425 тыс. барр./сут прироста обеспечила сама Саудовская Аравия. Иными словами, именно «королевство пустынь» стало главным виновником нарушения «картельной дисциплины», что, наряду с последствиями «сланцевой революции» в США, стало одной из причин разбалансировки глобального нефтяного рынка. То есть Эр-Рияд неплохо подготовился к «заморозке» – фактически она будет означать для него не «жертву» ради общих интересов, а закрепление за страной более широкой ниши на глобальном рынке, завоёванной под шумок в 2015 г.

Примечательно также, что многие другие страны ОПЕК в прошлом году не только не увеличили, но даже сократили свою добычу (Ливия, Нигерия, Катар, Венесуэла). И вовсе не потому, что они свято блюли картельную дисциплину и заботились о стабильности на глобальном рынке. Просто каждая из них столкнулась с теми или иными ограничениями технологического, инвестиционного или политического характера. И нарастить производство они не могли. А значит, для них призывы Эр-Рияда к «заморозке» нисколько не страшны – всё и так уже заморожено. А вот обещание «старшего брата по ОПЕК» – наконец-то притормозить собственный добычной взлёт – может рассматриваться другими странами картеля как благо.

Более того, некоторые участники ОПЕК весьма своеобразно понимают суть данного механизма. Так, Кувейт объявил о готовности «заморозить» добычу на уровне 3 млн барр./сут, в то время как в прошлом году, согласно официальным данным ОПЕК, его производство составляло... 2,7 млн барр./сут. Проще говоря, страна собирается значительно увеличить собственную добычу, прежде чем «засунуть её в морозильник». Такая вот невинная хитрость...

Впрочем, «заморозка» имела бы смысл только в том случае, если к ней присоединились бы не только страны ОПЕК, но и независимые производители. Но кто это может быть? По итогам 2015 г. добыча за пределами картеля увеличилась на 1,32 млн барр./сут. При этом около трёх четвертей данного объёма (без малого 1 млн барр./сут) пришлось на США (см. табл. 2). Реакция Вашингтона на идею Каракаса и Эр-Рияда была вполне предсказуемой. Как заявил спе-

Табл. 1. Добыча нефти странами ОПЕК, тыс. барр./сут

Страна	2014 г.	2015 г.	Динамика
Алжир	1151	1109	-42
Ангола	1660	1752	+92
Эквадор	542	545	+3
Индонезия	696	695	-1
Иран	2766	2837	+71
Ирак	3265	3937	+672
Кувейт	2774	2728	-46
Ливия	473	404	-69
Нигерия	1911	1852	-59
Катар	716	668	-48
Саудовская Аравия	9683	10108	+425
ОАЭ	2761	2853	+92
Венесуэла	2373	2369	-4
Всего	30771	31848	+1077

Источник: ОПЕК.

Табл. 2. Добыча нефти за пределами ОПЕК, млн барр./сут

Регион	2014 г.	2015 г.	Динамика
Страны ОЭСР			
Северная Америка	20,08	20,94	+0,85
в том числе США	12,96	13,94	+0,98
Европа	3,61	3,74	+0,14
АТР	0,51	0,47	-0,04
Всего ОЭСР	24,20	25,14	+0,95
За пределами ОЭСР			
Азия	2,6	2,69	+0,09
Латинская Америка	5,01	5,18	+0,17
Ближний Восток	1,34	1,26	-0,08
Африка	2,38	2,37	-0,01
СНГ	13,55	15,64	+0,09
в том числе Россия	10,68	10,80	+0,12
Европа	0,13	0,13	0
Китай	4,29	4,37	+0,07
Итого, вне ОЭСР	17,98	18,15	0,17
Всего	55,67	56,99	1,32

Источник: ОПЕК.

циальный советник по международным отношениям в области энергетики госдепартамента Амос Хохштайн, власти Соединённых Штатов относятся к ней скептически и полагают, что рынок регулируется самостоятельно. «Мы не считаем, что правительство должно вмешиваться и искусственно регулировать, сколько необходимо произвести и сколько экспортировать», – заявил чиновник.

В остальной части Северной Америки (Мексика и Канада) добыча даже сократилась – с 7,12 до 7 млн барр./сут. То есть замораживать там тоже нечего. Да к тому же эти государства – верные союзники США и склонить их к «нефтяному альянсу» с Саудовской Аравией вряд ли получилось бы. Аналогичную позицию занимают и европейские страны, тоже на-

растившие добычу нефти в 2015 г. Поскольку они не являются экспортёрами и не вынуждены бороться за свою рыночную нишу, «заморозка» их не касается.

ЗАМОРОЗКА НА ДВОИХ?

По сути, единственным крупным экспортёром среди независимых производителей, последовательно наращивающим добычу в последние годы, является Россия. В прошлом году она увеличила производство на 120 тыс. барр./сут, доведя его до 10,8 млн барр./сут, тем самым уверенно обогнав Саудовскую Аравию. Поэтому призывы к «заморозке», исходящие из Эр-Рияда, думается, обращены именно к Москве.

Причём изначально Саудовская Аравия рассчитывала даже на то, чтобы склонить Кремль не только к остановке роста, но и к сокращению производства. По данным СМИ, Эр-Рияд настаивал на цифре порядка 500 тыс. барр./сут, что эквивалентно примерно 5% добычи в РФ и близко к тем объёмам «чёрного золота», который Эр-Рияд дополнительно выбросил на рынок в прошлом году. И лишь после того, как российские власти отвергли подобный сценарий, всплыла схема «обоюдной заморозки».

Но какие плюсы и минусы такой манёвр мог бы принести нашей стране?

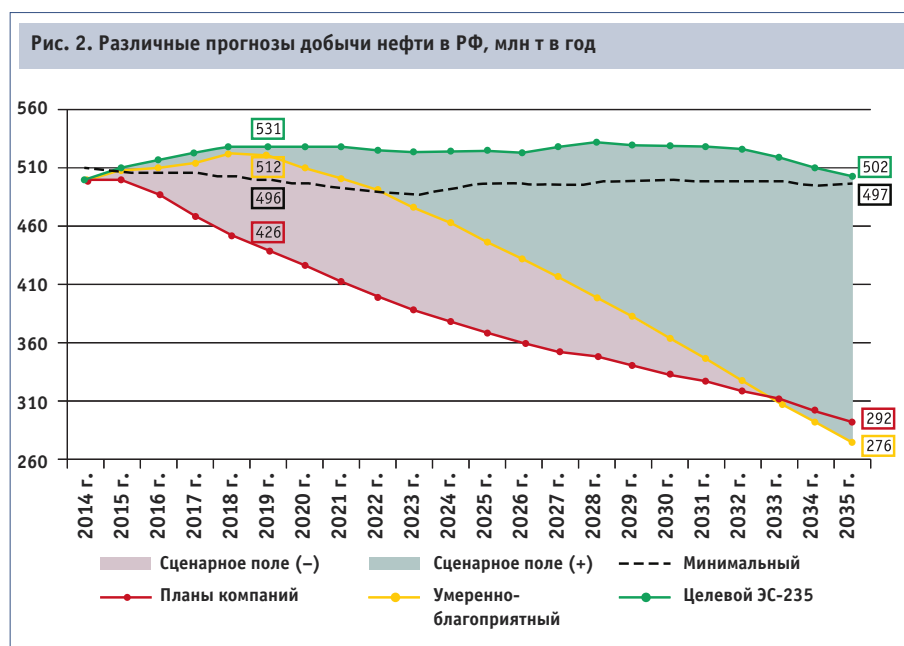
С одной стороны, Россия больше чем кто-либо другой заинтересована в подобном шаге. Ибо ближневосточные монархии, несмотря на все свои финансовые трудности, способны без особых потерь пережить ещё несколько лет низкие котировки. А вот российский бюджет уже трещит по швам. Да и события в Венесуэле, где экономический кризис стремительно перетекает в политический, вынуждают отечественные власти чекать затылок. К тому же реакция рынка на заявления Москвы и Эр-Рияда по поводу заморозки добычи заставляет верить в то, что выбран правильный путь. Напомним, одна только гипотетическая возможность альянса двух крупнейших нефтеэкспортёров заставила котировки

отступить от роковой черты в 20 долларов за баррель. По сути, именно эта встряска стала отправной точкой для разворота ценовых трендов, который продолжается уже несколько месяцев.

С другой стороны, надо задуматься не только о краткосрочном эффекте, но и долгосрочных последствиях подобного шага. Что потеряла бы Россия, если бы согласилась на заморозку? Здесь опять-таки ответ неоднозначен. На первый взгляд, потери минимальны или вообще равны нулю. Ведь согласно многочисленным прогнозам, добыча нефти в России в нынешнем году и так может уменьшиться, без всяких альянсов с Эр-Риядом. Так, Александр Новак ещё осенью прошлого года предвещал её сокращение на 7–10 млн т в случае, если экспортная пошлина на нефть не будет снижена (как это ранее предусматривалось «налоговым манёвром»). В свою очередь, Леонид Федун полагает, что непоследовательная фискальная политика и общая тяжёлая ситуация на нефтяном рынке могут стоить России 8–12 млн т в год. Аналитики «Газпромбанка» прогнозируют падение добычи в 2016 г. на 6 млн т (до 528 млн т). Поэтому можно было бы не только смело согласиться на заморозку, но и «пожертвовать» упомянутыми 5% добычи ради того, чтобы стабилизировать цены. Но не всё так просто.

Как известно, прежде чем принимать окончательное решение, Владимир Путин предпочёл посоветоваться с представителями ВИНК. И хотя детали той встречи не разглашаются, общая реакция нефтяников на инициативы Эр-Рияда, судя по всему, была достаточно вялой. «Российские компании не предлагают радикальных мер, это довольно сложно в наших климатических и геологических условиях», – мягко прокомментировал Новак итоги встречи. Что же получается – вертикально интегрированные нефтяные компании «недопоняли суть момента» и противились столь мудрой инициативе министерства? Что ж, видимо у них есть на это все основания. Ибо корпоративные планы нефтяных компаний и стратегическое планирование государства уже давно существуют в двух параллельных вселенных.

Коренные расхождения по цифрам выявились при подготовке главного отраслевого документа – Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2035 г. Словно заранее договорившись с саудитами, правительство почему-то решило



превратить кривую отечественной нефтедобычи в прямую линию, пролегающую примерно на уровне 510 млн т в год (см. рис. 2, чёрная пунктирная линия), тем временем как планы нефтяных компаний представляют собой «горку», на которую планировалось забраться в течение ближайших 3 лет, а потом долго катиться с неё вниз (жёлтая сплошная линия)

Исходя из аккумулированных планов компаний, добыча нефти должна вырасти с 509 млн т в 2015 г. до 524 млн т в 2018 г., а затем она может уменьшиться до 276 млн т к 2035 г. Иными словами, заложенный в «тучные годы» фундамент позволяет компаниям двигаться по нарастающей траектории в течение примерно 3 лет, если им не подрежут крылья различные налоговые инициативы правительства. В дальнейшем же резервов для роста в любом случае не остаётся, нужны радикальные решения на правительственном уровне для поддержания добычи хотя бы на нынешней планке.

Что же происходит на практике? Вместо того чтобы беречь и лелеять тот потенциал, который позволяет компаниям надеяться на рост производства в краткосрочном периоде, и одновременно думать о мерах поддержки НГК в среднесрочной и долгосрочной перспективе, правительство делает всё возможное с целью не допустить восхождения компаний на упомянутую «добычную горку». Сначала – за счёт действий Минфина, увидевшего в нефтяной промыш-

ленности удобный источник пополнения бюджета. Затем же идея остановки роста добычи получила одобрение и от Минэнерго, но уже под соусом развития международного сотрудничества, направленного на стабилизацию нефтяных котировок.

А что такая гипотетическая ценовая стабилизация дала бы самой отрасли? Даже если допустить, что «заморозка» возымела бы своё действие и цены на «чёрное золото» пошли бы ещё круче вверх, а инвестиционный потенциал НГК укрепился, то взятые на себя Москвой обязательства не позволили бы конвертировать возросшие доходы от экспорта в баррели дополнительной добычи. То есть те проекты, которые сегодня откладываются в силу нехватки инвестиций и фискальных фантазий правительства, даже при более благоприятной ценовой конъюнктуре могли бы остаться в «долгом ящике» из-за упомянутой заморозки.

В долгосрочном же плане такое «международное сотрудничество» никак не поможет нашей стране справиться с угрозой обвала добычи в силу нехватки финансовых средств и технологий для освоения ТРИЗ. Тут ни Саудовская Аравия, ни Венесуэла нам не союзники. Наоборот, любое ослабление России будет на руку Эр-Рияду. Ибо у него наготове резервные мощности, способные обеспечить стремительное наращивание производства без крупных дополнительных затрат. И тогда саудиты легко и быстро забудут и о заморозке, и о доброй

воле россиян, согласившихся в своё время «убить» собственные перспективные проекты ради общей желанной цели – стабилизации котировок.

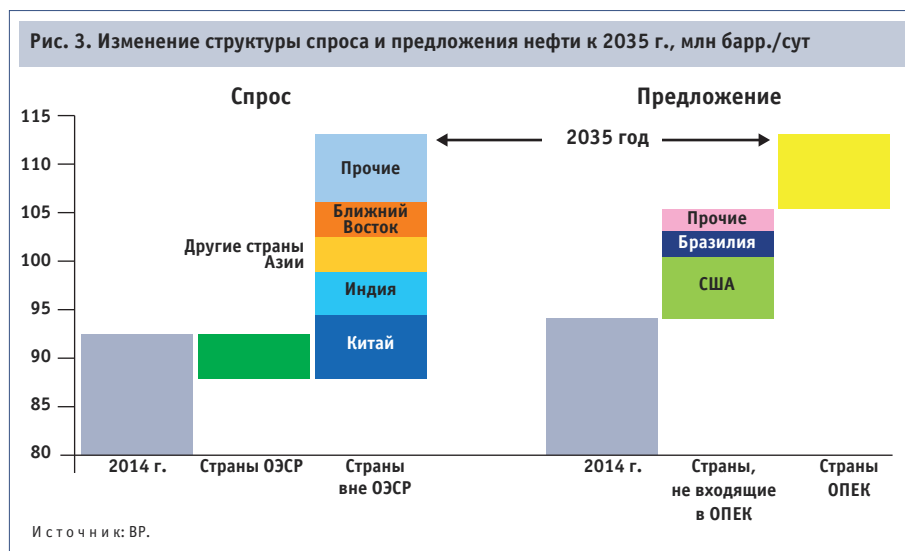
Таким образом, провал переговоров в Дохе можно воспринимать как поражение Минэнерго, но временную победу российских нефтяников. Впрочем, ещё не вечер и идея заморозки может вновь появиться на горизонте, как только нефтяные котировки сменят восходящий тренд на падающий.

Нужна ли «новая ОПЕК»?

Что же из этого следует? Надо забыть о всяческих альянсах и действовать по принципу «каждый за себя»? Нет, проблеме нефтяных цен действительно нельзя решить без широкого международного сотрудничества. Но, во-первых, оно должно осуществляться на долгосрочном стратегическом уровне, а не превращаться в краткосрочные тактические манёвры с сомнительным результатом.

Во-вторых, надо менять его формат. Любые попытки создать «новую ОПЕК» изначально обречены на провал. Картели производителей, нацеленные на поддержание высоких цен за счёт ограничения добычи, – пройденный этап развития глобального рынка. Такая политика оправдывала себя в 1960-е–1970 годы, когда в мире сложилось чёткое разделение труда – промышленно развитые державы-импортёры и их «сырьевые придатки». Сегодня же в лидеры по добыче УВС рвутся те государства, которые одновременно являются и ведущими промышленными центрами – США и Китай. Параллельно многие бывшие «сырьевые колонии» (и в первую очередь государства Персидского залива) активно диверсифицируют свою экономику. То есть стирается чёткая «линия фронта» между продавцами и покупателями «чёрного золота». И надо не «рыть окоп» на одной из сторон (как пытается делать Россия, ведя переговоры с Саудовской Аравией), а задумываться о новых форматах сотрудничества в энергетической сфере.

Примечательно, что в последнее время как-то поутихли разговоры о новом международном «центре силы» – БРИКС. Входящие в это объединение государства столкнулись с различными экономическими проблемами (замедление роста ВВП в Китае, полномасштабный кризис в Бразилии), поэтому Москва уже, кажется, не связывает былых надежд с этим международным объединением. Между тем, именно участники БРИКС в



обозримой перспективе будут играть первые скрипки при определении глобального нефтяного баланса – как со стороны спроса, так и предложения. Так, основной прирост потребления в период до 2035 г. придется на КНР и Индию, а Бразилия обеспечит значительную долю увеличения глобального производства (см. рис. 3). Поэтому именно механизмы БРИКС могли бы стать основой для появления новых форм сотрудничества между государствами-импортёрами и экспортёрами энергоресурсов.

Конечно, нельзя сказать, что энергетическое сотрудничество России с теми же Индией и Китаем сворачивается. Наоборот, оно расширяется. Так, в марте «Роснефть» наконец-то достигла договорённости с индийскими инвесторами о продаже им почти половины «Ванкорнефти» и трети «Таас-Юрях Нефтегазодобычи». Совокупные запасы данных активов превышают 1 млрд т, а общая сумма сделки составила около 5 млрд долларов. В свою очередь, китайский фонд Шёлкового пути приобрёл 9,9% в проект «Ямал СПГ». Но распродать российские энергетические активы – это полдела. Гораздо важнее (хотя и труднее) найти общий язык с партнёрами по БРИКС в сфере механизмов ценообразования на УВС. Ведь если Россия берёт на себя гарантии обеспечения своих союзников нефтью и газом – как путём сооружения новых транспортных магистралей, так и за счёт предоставления долей в своих добычных предприятиях, – то она может поднимать вопросы и о поиске новых вариантов расчёта цены, и об обеспечении долгосрочной безубыточности соответствующих проектов.

Бесспорно, нынешняя ценовая ситуация на глобальном рынке играет на руку тем же Индии и Китаю, поскольку позволяет им получать сырьё по минимальным ценам из диверсифицированных источников. Но конъюнктура, как известно, переменчива. И если на горизонте нескольких ближайших лет резкого роста цен ждать не стоит, то в среднесрочной и долгосрочной перспективе инициатива вновь может оказаться на стороне стран-экспортёров. А значит, формирование новых устойчивых механизмов ценообразования, не зависящих ни от спекулятивных игр, ни от фортелей США и Саудовской Аравии, – в интересах как производителей, так и потребителей энергоресурсов. И именно выработка таких механизмов могла бы стать основой для создания условной «новой ОПЕК», в которую вошли бы не только поставщики, но и покупатели «чёрного золота».

Да, международное сотрудничество в подобном формате – дело крайне долгое и трудное. Гораздо легче подписать ни к чему не обязывающее соглашение с саудитами и другими странами ОПЕК. А потом скрипя зубами смотреть, как наши «новые партнёры» его постоянно нарушают, в то время как отечественные нефтяники честно закручивают свои добычные вентили. Но если Россия действительно намерена влиять на нефтяные цены, а не оставаться постоянно заложницей переменчивой конъюнктуры, то надо шевелить мозгами и искать новые варианты, а не пытаться вернуть к жизни давно умершую систему нефтяных картелей и квотирования добычи.

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017
МОСКВА

www.mioge.ru

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ
в “КРОКУС ЭКСПО”

Самая масштабная в России
международная выставка
нефтегазового оборудования и
технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- Общее количество посещений: **25 424**

13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017
МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.oilgascongress.ru

16-Й ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

4–7 ОКТЯБРЯ 2016 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ

- Топливо-энергетические ресурсы
- Нефтепереработка и нефтехимия
- Трансэнергоэкспо
- Атомная энергетика
- Энергетическое машиностроение
- Инфокоммуникационные технологии в энергетике
- Малая энергетика

КОНФЕРЕНЦИИ И СЕМИНАРЫ

- Энергия из биомассы: потенциал и возможности в России
- Нефтепереработка и нефтехимия.
Безопасные и эффективные методы производства высокотехнологичных продуктов
- Промышленная добыча сланцевого газа в России: миф или объективная реальность?
- Энергетическая инфраструктура для морских нефтегазовых проектов
- Проблемы гармонизации развития нефтегазового комплекса

БИРЖА ДЕЛОВЫХ КОНТАКТОВ

В НОВОМ
КОНГРЕССНО-
ВЫСТАВОЧНОМ
ЦЕНТРЕ
ЭКСПОФОРУМ

**ПЕТЕРБУРГСКОЕ
ШОССЕ, 64/1**

ОРГАНИЗАТОР



Тел.: +7 (812) 3038863
ftek@restec.ru



Второе полугодие 2016-го: каким оно будет?

Третий Национальный нефтегазовый форум в Москве дал подсказки для краткосрочного прогноза



Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Обвал цен на энергоносители резко сузил календарные рамки прогнозирования экономики. Многие правительства ограничивают горизонты планирования одним-трем годами, да и то с большой степенью расплывчатости и предосторожности. Поэтому и участники Национального нефтегазового форума, прошедшего недавно в Москве, предпочли сосредоточить своё внимание именно на краткосрочных оценках. Этот форум собрал около 2 тыс. человек – рекордное число для подобных мероприятий. К каким же результатам привёл «мозговой штурм», предпринятый представителями нефтегазовых компаний и ведущими экспертами отрасли?

ЦЕЛЫЙ КОНТИНЕНТ – НА ВОЛОСКЕ
Уходящая администрация Барака Обамы хотела бы оставить наследникам (лучше всего из «своей» Демократической партии) как можно больше достижений на мировой арене – уже гарантированных внешнеполитических козырей. О неко-

торых из них, например о Трансатлантическом и Тихоокеанском торгово-инвестиционных партнёрствах, нацеленных на отрыв Азии от Китая, а Европы от России, говорится открыто. О других ориентирах стараются не упоминать, поскольку они отражают непубличные или даже скрытые (но не менее масштабные) цели вашингтонской дипломатии, в том числе энергетической.

Одна из таких целей – сравнительно тихий, но далеко идущий поворот целого континента к проамериканской инвестиционной политике, прежде всего в ТЭК. Этот сдвиг уже начался, и в принципе может завершиться во второй половине 2016 г. Речь идёт о Латинской Америке. Прошли времена привычного для Белого дома «наведения порядка» к югу путём интервенций или путчей, будь то на Кубе, в Мексике, Никарагуа, Гватемале, Чили, Доминиканской Республике, Панаме или Гренаде. В ходу иная модель, использующая ошибки самих режимов «антиимпериалистической ориентации» и подрывающая доверие к ним со стороны немалой части населения.

Так, Аргентина после недавних выборов прощается с левоцентристским курсом правившей президентской четы Киршнеров. Новые власти заверили Обаму, побывавшего с визитом в Буэнос-Айресе, в своей лояльности альянсу крупнейших стран Западного полушария под эгидой Севера. При этом осторожные аргентинцы пока не говорят о торможении реализации заключённых с Москвой соглашений в сфере ТЭК. Речь в них шла о сооружении АЭС и подключении российских энергогигантов к освоению богатейшего нефтегазового месторождения Vaca Muerta. Но будьте уверены: такое торможение ещё даст о себе знать.

По соседству – в газоносной Боливии – индейский вождь Эво Моралес (друг покойного Уго Чавеса и профсоюзный лидер) проиграл референдум, по итогам которого он рассчитывал получить право избираться главой государства в пятый раз. Другому социалисту – руководителю «гражданской революции» в Эквадоре Рафаэлю Корреа – тоже угрожают неудачи в экономике, в основном в



нефтяной сфере. Вспыхнувший в Бразилии коррупционный скандал вокруг национального энергогиганта Petrobras может привести президента страны Дилму Русефф к импичменту, что отзовется, увы, малоприятным эхом по всей группе БРИКС.

Но главное состоит в том, что предстоящие месяцы могут стоять президентского кресла наследнику Чавеса в самой Венесуэле – Николасу Мадуро. Положение на потребительском рынке страны стало почти катастрофичным. Оппозиция, получившая парламентское большинство в конце 2015 г., полна решимости не только добиться отставки главы государства, но и сменить вектор развития страны. Денег в «правительственных сейфах» Каракаса немного, а исправно выдавать зарплату чиновникам и офицерам необходимо. На этом фоне неудивительно, что попытки срочного восстановления мало-мальски приемлемой мировой цены на «чёрное золото» возглавил в последнее время именно венесуэльский министр нефтяной и горно-добывающей промышленности, президент корпорации PDVSA – неугомонный Эулохио дель Пино.



Министр энергетики Александр Новак с уважением представил дель Пино делегатам Национального нефтегазового форума как «*коллегу и друга, страстного борца за справедливость на мировом энергетическом рынке*». И ведь здесь нет никакого преувеличения: воистину станешь страстным, когда запас прочности твоего кабинета измеряется, возможно, всего лишь несколькими месяцами...

Доку мог торпедировать Вашингтон

С учётом нарастающей южноамериканской драмы странно звучат российские отклики на срыв договорённостей по поводу «заморозки» нефтедобычи, которых предполагалось добиться в ходе апрель-



ской встречи представителей 18 стран в Дохе. Многие комментарии сведены к абсолютно неподтверждённой версии. Согласно ей, неожиданная саудовская «подножка», приведшая к отмене ранее намечавшихся соглашений, нацелена против Соединенных Штатов! Мол, в ответ на озвученную Конгрессом США (и уже отменённую) готовность включить Эр-Рияд в число инициаторов манхэттенских терактов 11 сентября 2001 г. «королевство пустынь» решило-де отомстить Вашингтону. А точнее, ударить по заокеанскому ТЭК путём искусственного занижения цен на углеводороды. Это должно привести к продлению нынешней полосы банкротств в сланцевом секторе США ещё на несколько месяцев.

Действительно, проблемы американских нефтяников (да и других транснациональных корпораций) и впрямь обострились за пару кризисных лет. На пленарной сессии ННФ отмечалось: вложения в добычу углеводородов упали в 2015 г. критически – на 15–40%. А в нынешнем году ожидается спад инвестиций ещё на 10–15%. Так, президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов подчеркнул: в 2015 г. из отрасли ушло как минимум 300 млрд долларов инвестиций. А за I квартал нынешнего года – 112 млрд. В итоге число действующих буровых установок упало вчетверо!

«Сланцевая революция» в США, по мнению практически всех ораторов, забуксовала. Управляющий директор по природным ресурсам Евразийского банка развития Нико Вардапетян засвидетельствовал: в Америке задолженность

компаний, работающих на сланцевых месторождениях, достигла 500–600 млрд долларов. И многие из них находятся в дефолтном или преддефолтном состоянии.

Однако воспринимать всё это надо диалектически. Ставить крест на североамериканском углеводородном феномене было бы наивно. Возобновившийся впервые за четыре десятилетия экспорт американской нефти (декабрь 2015 г.) и газа (апрель 2016 г.) пока имеет лишь символическое значение, но заставляет задуматься о многом.

А ведь в Западном полушарии, кроме сланцев, есть ещё и нефтяные пески, и Аляска, и шельф Мексиканского залива. Для сверхдержавы, совокупный долг которой превышает 17 трлн долларов, временный спад в отрасли ещё не предвещает общего краха. «Конец света» разглядели лишь «радикалы от футурологии». Не Соединённые Штаты, а именно их южные соседи рискуют не вынести ещё нескольких месяцев нефтяной дешевизны. И если уж на саудовского принца, сорвавшего катарскую встречу телефонным звонком, и был оказан нажим (что весьма вероятно), то устроен он был, скорее всего, Белым домом, а не кем-то, выступающим против его интересов. Да-да, это США могли отдать приказ: «*Уговорите саудовскую элиту не подписывать соглашение!*»

Что же касается североамериканской нефтегазовой отрасли, то она выживет, даже несмотря на нынешнюю волну разорений мелких и средних фирм, болезни сервисного бизнеса и многое другое,

и дождётся того момента, когда не Доха, а базовые циклично-рыночные факторы хотя и запоздало и мягко, но повернут график цен к подъёму. Произойдёт же это почти наверняка во второй половине 2016 г. Таков один из главных прогнозов на ближайшие шесть месяцев, которые внятно прозвучали в ходе Национального нефтегазового форума.

«Но всё-таки 60–70 долларов за баррель, о чём говорил уважаемый гость из Венесуэлы (и что теперь считается более отдалённой целью из-за неудачи в Дохе), нельзя рассматривать как равновесную цену для второго полугодия 2016 г., – подчеркнул президент Российского союза промышленников и предпринимателей Александр Шохин. – К тому же мы не знаем, как пойдут дела



в китайской экономике – одной из важнейших с точки зрения глобального энергопотребления. Да и растущие повсюду энергосбережение и энергоэффективность тоже означают немало. Поэтому стоит согласиться с сегодняшним прогнозом Вагита Алекперова, который предположил на ближайшие месяцы 42–43-долларовую вилку цен. А уж в 2017 г. равновесная цена сможет подняться до 45–50 долларов».

Идея сорвать злополучную встречу в Катаре могла созреть под влиянием не одного, а целого ряда факторов. Это не только события в «накренившейся вправо» Южной Америке, да и в иных небогатых регионах (именно их кому-то хотелось проучить за недавний «левый марш»). Но не менее важным было и стремление «осадить» Москву. Ведь она находилась всего в шаге от достижения первой в истории договорённости со своими давними (и слывшими непримиримыми) оппонентами – Эр-Риядом и Дохой.

К тому же Россия, хотя и расстроенная «сюрпризом», не смогла бы обвинить монархии Персидского залива в прямом вероломстве. Для Кремля это было бы

слишком грубо и потому нехарактерно. Зато недруги Москвы на Западе легко могли сослаться на удобный для них факт. *«Как раз на фоне Дохи прошла, как известно, забастовка нефтяников в Кувейте, – посетовал на московском форуме Эулохио дель Пино. – За какие-то считанные дни этот трудовой конфликт изъём из мирового экспортного оборота именно те 1,5 млн баррелей сырья, которые все мы хотим снять с глобального баланса добычи и поставок договорным способом. Но, увы, даже тех считанных дней оказалось для иных экспертов достаточно, чтобы усомниться в пользе нашего общего проекта по замораживанию производства на уровне января. А жаль».*

В таком случае стоит ли вообще добиваться снижения добычи? Для твёрдо стоящей на ногах России это дело второстепенное. Москве важнее было показать всему миру: смотрите, мы имеем хотя бы частичное взаимопонимание с Эр-Риядом. Да-да, общий язык найден с «королевством пустынь», которое в конце 1980-х сыграло в судьбе нашей державы роковую роль. Ведь это Саудовская Аравия во многом обусловила крах бюджета СССР. Сделано это было за счёт увеличения нефтедобычи на Аравийском полуострове и экспортного демпинга, что во многом предопределило упадок нашей экономики и, следовательно, распад страны... И вот теперь – рукопожатие!

Мало того, существует ещё один весомый посыл. Мол, смотрите: Москва может кое о чём договориться не только с Саудовской Аравией, но и с вовсе непредсказуемым Катаром. А ведь его закулисная помощь террористам «ИГИЛ» (запрещённая в России террористическая организация) и их союзникам в Сирии фактически довела Кремль до необходимости направить туда свои военнокосмические силы.

Итак, усилить антироссийский «драйв» и не допустить назревшего в Дохе психологического разворота к признанию не только отраслевой, но и более широкой миротворческой роли Москвы на Ближнем Востоке – в этом, пожалуй, состоит сверхзадача США и их союзников. И ради этого в предстоящие месяцы будут торпедироваться новые попытки достигнуть сплочения (при участии России) по любым, а не только ценовым проблемам ТЭК. В этом смысле нефть и политика становятся всё ближе друг к другу.

Срыв намечавшегося в Катаре соглашения по объёмам (а значит, и по це-

нам) был нацелен не только против РФ, но и против Ирана. Представим себе, что члены ОПЕК и независимые экспортёры согласились бы на временное замораживание добычи вопреки нежеланию Тегерана присоединиться к этой инициативе. Вашингтон расценил бы это как бесспорный подарок всё ещё не исправившемуся Ирану. И это ещё одна причина, по которой допустить катарское соглашение на Западе не хотели.

Итак, «колючек» для «полосы препятствий» (как явных, так и невидимых) хватало. И соглашение было сорвано. Но нельзя сказать, что российская дипломатия проиграла. Да и российский ТЭК, как видно, тоже никому «не по зубам». Как отмечает аналитик UFG Wealth Management Алексей Потапов, с начала года акции российских нефтегазовых компаний выросли на 26%. При этом акции «Роснефти» и «Башнефти» подорожали на 40%, а ценные бумаги «ЛУКОЙЛа» и «Татнефти» – на 20%. Представители отечественного ТЭК лидируют по этим показателям и становятся самыми прибыльными во всём мире (хотя в долларовом выражении их капитализации ещё расти и расти). Но в любом случае коварные ставки на Доху с антироссийским прицелом были, согласись, делом бесполезным.

Действительно, Москва хотя и страдает на фоне низких цен на «чёрное золото», но не паникует и не бездействует. Шаг за шагом преодолеваются если не все, то многие «санкционные завалы» технологического или кредитно-финансового свойства. Как и Белый дом, Кремль, по всей видимости, спокойно ждёт того момента (видимо, во 2-й половине 2016 г.), когда в ценовой кризис вмешаются неумолимые факторы хозяйственного цикла.

Поэтому новые консультации по вопросу о замораживании добычи станут для РФ менее актуальными. Тем более что в целом на рынок, как уже было сказано, временное замораживание добычи почти не повлияет. Эту мысль высказал в кулуарах форума и Александр Новак. Он отметил, что если в феврале нынешнего года идея замораживания представлялась весьма злободневной, то в апреле актуальность этой инициативы хотя и сохранилась, но уже в меньшей степени. А в июне, на первую декаду которого намечена очередная встреча в Дохе, такая договорённость, возможно, станет и вовсе неактуальной.

Иными словами, в Москве никакого ажиотажа по поводу продолжения пере-

говоров нет. Да и интерес к ним, мягко говоря, отнюдь не нарастает. А что же в таком случае нарастает – какая отраслевая тенденция или, быть может, поправка к стратегическому курсу?

ПЕРЕСМОТР ТЕОРИИ «НЕФТЯНОЙ ИГЛЫ»

Второе полугодие станет для российско-нефтегазового комплекса поворотным моментом прежде всего в психологическом плане. Изрядно затянувшиеся и во многом бесплодные споры о пресловутой «нефтяной игле» хотя и не прекратятся, но всё же обретут иное, более философское измерение. Речь пойдёт уже не о том, чтобы снизить привязку экономики к углеводородам вообще, а о том, как обеспечить технологический прорыв в индустрии и АПК.



Комментируя итоги ННФ, председатель комитета по энергетике Госдумы Павел Завальный отметил, что его понимание «нефтяной иглы» отличается от «упрощённо-медийной» трактовки. Одно дело – та нездоровая хозяйственная ситуация, когда государство вынуждено направлять всё больше доходов от газового и нефтяного экспорта на закупки жизненно важных для населения товаров за рубежом. Так, продовольствия, зачастую самого обыкновенного, ежегодно ввозилось на 40 млрд долларов. Вот это и была настоящая «нефтяная игла»! Ныне, когда импорт аграрной продукции сократился вдвое, а зерновой экспорт из РФ стал рекордным, можно шире инвестировать в другие отрасли российской экономики, да и в технологический прогресс в ТЭК.

«Русский мужик, как известно, долго запрягает, но быстро едет, – продолжал Павел Завальный. – Западные санкции хотя и ударили по нашим компаниям, но вместе с тем “подстегнули” активность отраслевого научного потенциала. И

можно предвидеть, что ряд институтов и проектно-конструкторских бюро, будь то государственных или корпоративных, в ближайшие месяцы ускорят необходимые сектору разработки, которые годами простаивали, ибо многое было проще брать в аренду либо покупать за рубежом в виде лицензий или готового оборудования».

Как отмечает П. Завальный, от Госдумы, Минэнерго и Минфина ожидают пересмотра режима налогообложения отрасли. На первый взгляд самым оправданным решением было бы установление дифференцированных ставок чуть ли не для каждой отдельно взятой скважины. Ведь даже соседние объекты нередко отличаются друг от друга по ряду параметров. Но установление такой дифференциации оказалось бы разорительным для отрасли и не способствовало бы доверию между компаниями и государством. Поэтому парламентарий надеется, что во втором полугодии будет, наконец, утверждён пусть и не идеальный, но гораздо более справедливый подход – налог на финансовый результат (НФР).

Конечно, введение НФР может привести к сокращению доходов государства от нефтяной отрасли. Но, во-первых, это ещё не факт. А во-вторых, даже если потери госбюджета действительно произойдут, то их перекроет прирост объёма добычи. Ведь немалое число месторождений перестанут быть убыточными, и их начнут вводить в разработку.

Однако в любом случае, как подчёркивает Вагит Алекперов, надо впредь избе-



гать той волатильности в налоговой сфере, которая наблюдалась в течение последних 10 лет. Так, налоговое законодательство за этот период менялось 40 раз! Причём всякий раз недропользователям становилось от этого хуже. Не по-

тому ли «ЛУКОЙЛу» не удалось ввести в промышленную эксплуатацию ни одной новой нефтегазоносной провинции, за исключением Северного Каспия? Одно дело, когда выручали 110-долларовые цены. А при нынешних котировках налоговый прессинг стал слишком тяжёлым, особенно для Западной Сибири, где эксплуатация ряда истощённых месторождений уже достигла завершающей четвёртой стадии.

ДЕНЬГИ НА СТАБИЛИЗАЦИЮ И РОСТ

Национальный нефтегазовый форум, раскрыв общие стратегические проблемы углеводородного сектора (вплоть до глобальных), не обошёл вниманием и тактических задач российской «нефтянки» на текущий период. Одна из таковых – где взять средства на вывод отрасли из кризиса? Как считает председатель правления Национальной ассоциации агентств по инвестициям и развитию Сергей Беляков, отечественный ТЭК серьёзно недоинвестирован. Разведочное бурение недосчиталось в 2015 г. 20% намеченных вложений. Получается так потому, что рисков больше, чем возможностей для бизнеса. Но это, как отмечает директор аналитического департамента по рынкам ЕМЕА Карен Костянян, отнюдь не уникальная особенность России, а печальная закономерность всех так называемых развивающихся экономик. Ведь именно по ним ценовой кризис ударил сильнее всего.

Как отмечает руководитель блока ТЭК «Газпромбанка» Вадим Дормидонтов, рынок еврооблигаций нефтегазовых компаний РФ упал по сравнению с 2014 г. с 20 до 1,5 млрд долларов. Правда и потребностей в финансах стало меньше ввиду переноса ряда проектов. Если в 2015 г. 90% менеджеров отечественных сырьевых компаний верили, что вот-вот возрастёт необходимость в новой эмиссии облигаций, то сегодня данное мнение разделяет только 77% респондентов. Похоже, во втором полугодии ожидания того, что «заграница нам поможет», будут снижаться. А каналы господдержки, наоборот, активизироваться. Тем временем с зарубежными кредитно-финансовыми структурами отношения уже стали напряжённее, чем с акционерами. Так, китайских акционеров в проект «Ямал СПГ» удалось привлечь куда быстрее, чем вести диалог с китайскими же банками.

Да и в глобальном масштабе, как подчёркивает Карен Костанян, отраслевые инвестиции упали критически. Теперь уже ни одна корпорация не может обеспечивать и дивиденды акционерам, и текущий денежный поток. А у российских нефтяников доходы в долларовом выражении уменьшились на 35%. Хорошо ещё, что в рублёвом эквиваленте они – благодаря балансу валют – увеличились. Поэтому и Total, и BP, и Shell, следуя западным санкциям, знают: речь идёт об одном из лучших рынков, где власти готовы выслушать инвестора. Нет лишь налоговых льгот, особенно на новых блоках. Но уже есть пути хеджирования и заимствований у банков РФ.

Вместе с тем, вокруг ТЭК бушует всё ещё немало геополитических бурь. Но, как подчёркивает заместитель председателя Комитета по энергетической политике и энергоэффективности РСПП Юрий Станкевич, в целом перемены в мировой энергетике в течение ближайших 20–25 лет окажутся скорее позитивными. По прогнозу ведущих аналитических служб и рейтинговых агентств, роль углеводородов в топливном балансе планеты останется ведущей на протяжении 50–100 лет. Казалось, в связи с этим Москве не о чем тревожиться – и как экспортёру, и как производителю. Однако ныне всё большее количество стран делают ставку на собственные энергоресурсы – пусть даже и более дорогостоящие, чем импортные. Это приведёт к сокращению числа надёжных внешних рынков для России. Кроме того, на внутреннем рынке обостряется межтопливная конкуренция – в перспективе всё большую роль в энергобалансе будут играть возобновляемые и альтернативные энергоносители.

Но всё это, как говорится, – в долгосрочном плане. А чего следует ожидать в ближайшем полугодии?

ЗАГРАНИЦА БУДЕТ ОТОДВИНУТА

Среди общепромышленных документов, ожидаемых российскими газовиками и нефтяниками во втором полугодии, есть, пожалуй, один наиважнейший. Это обновляемая, дорабатываемая и актуализируемая правительством Энергетическая стратегия на период до 2035 г. Думается, в тексте, который мы должны увидеть очень скоро, будет переосмыслена степень нацеленности отечественного ТЭК на участие в зарубежных проектах. Да и упоминаться они будут, вероятно, реже.



Нет, само по себе значение экспорта энергоресурсов (вопреки усиленным нападкам Запада на новые трубопроводные проекты РФ) ни в коем случае не уменьшится. Да и стратегические цели ряда отечественных энергогигантов, предполагающие доведение доли добычи за рубежом до 15–20% от суммарного производства энергоресурсов, вряд ли будут пересмотрены. И всё же скажутся призывы сосредоточиться на внутренних приоритетах. Напомнят о себе последствия серии враждебных Москве геополитических акций, низкие цены и слабая отдача геологоразведочных и добычных программ в развивающихся странах.

Правда, абсолютов здесь нет. Никто не отрицает высокой прибыльности Кандымской группы газовых месторождений в Узбекистане или гигантских нефтяных запасов «Западной Курны – 2» в Ираке. Но таких примеров немного, а «узких мест» в корпоративных бюджетах – предостаточно. Этот разрыв наверняка заставит приглушить звучание ещё недавно мощных аккордов, отражавших надежды россиян на альянс с национальными нефтяными корпорациями стран Азии, Африки и Латинской Америки.

В пока ещё действующей редакции Энергетической стратегии РФ есть немало разделов, по которым оппоненты хотят отбросить нас вспять. Так, говорится о производстве нашими компаниями «продукции глубокой степени переработки» за рубежом. Но мы отчётливо видим, какие контрудары наносятся по этому направлению в Бухаресте и Софии.

Сказано и о взаимно-компенсационном «доступе к зарубежным рынкам энергоресурсов». Однако мы с грустью следим за тем, как ExxonMobil, так и не развернувшись в Карском море по-настоящему, уходит оттуда. А «Роснефть», вопреки не столь уж давним встречным договорённостям, так и не входит в Мексиканский залив. Даже в дружественной, казалось бы, Венесуэле оппозиционный парламент выступил против 500-миллионной сделки об увеличении доли «Роснефти» в компании Petromonagas. И так, собственно, почти везде и почти во всем.

Говорится в Стратегии и о желательности активизации россиян в сфере «строительства новых межрегиональных газопроводов». Но мы видим, как Анкара сорвала прокладку «Турецкого потока», Ашхабад начал – наперекор Москве, Пекину и Тегерану – создание азиатской газовой артерии ТАПИ, а Евросоюз призвал восточноевропейцев к отпору «Северному потоку – 2».

Поэтому можно предвидеть некоторое ослабление самой темы участия в зарубежных upstream и downstream на страницах российских прогнозно-директивных документов. Что, конечно, не означает ни тяги к хозяйственной замкнутости и автаркии, ни отрыва от процессов, происходящих на мировой топливно-энергетической арене.

ЭКОЛОГИЯ ПЕРЕКЛИКАЕТСЯ С АРКТИКОЙ

В апреле нынешнего года вице-премьер РФ Александр Хлопонин побывал с рабочим визитом в ООН. От имени Рос-

сийской Федерации он подписал Парижский документ преимущественно экологического содержания – о дальнейшем противоборстве с глобальным потеплением. Выполнение новых международных обязательств, более жёстких, чем требования Киотского протокола, потребует от энергетических компаний увеличения финансовых издержек в целях борьбы с «парниковым эффектом». России по некоторым оценкам это может обойтись в 1 трлн рублей. Причём, на взгляд экспертов, первые расходы в русле новых природоохранных обязательств наш ТЭК может понести уже в ближайшее время.

Немало требований ООН касается охраны природы в арктических широтах. Это ведь именно там общий эффект загрязнения атмосферы, подъёма уровня Мирового океана и повышения среднегодовых температур может нанести особый ущерб. Что ж, российский ТЭК, как отмечал в рамках ННФ Александр Новак, способен замедлить в ближайшее время темп освоения углеводородных залежей в Северном Ледовитом океане. Хотя успешный опыт эксплуатации платформ «Приразломная» в Печорском море подтверждает наш немалый инженерно-конструкторский и управленческий потенциал в этой области.

Так или иначе, но всемирное экологическое сообщество может отреагировать со вздохом облегчения на весть о замедлении российской добычной экспансии по направлению к полюсу. Но перенос сроков освоения Арктики объясняется вовсе не тем, что в намечавшихся планах буровых работ якобы скрыто нечто вредное для окружающей среды. Виной стали низкие цены на «чёрное золото». Сказались, конечно, и санкции, заблокировавшие поставку россиянам оборудования для глубоководных работ.

Но, как подчеркнула на форуме советник гендиректора «АссоНефти» Маргарита Козеняшева, Арктика – далеко не единственный наш ориентир. Она не должна заслонять собой остальные «козыри», позволяющие увеличить производство нефти и газа в стране.

«МАЛЫЕ» И «СРЕДНИЕ» ЗАВЯТ О СЕБЕ ГРОМЧЕ

Крошечные «неудобья», всё ещё располагающие остаточными запасами, могут в совокупности содержать в своих недрах не меньше сырья, чем крупные месторождения за Полярным кругом. При должном внимании к малым и средним

нефтяным компаниям к 2030 г. они смогут довести добычу до 43 млн т в год, в то время как арктический шельф при условии господдержки даже в лучшем случае даст не более 18 млн т.

И закономерно, что уже вторая половина 2016 г. пройдёт в более решительной борьбе за признание сообщества независимых добытчиков нефти полноправной частью ТЭК, а не его «незаконнорождённым ребёнком» и «статистической погрешностью». Несмотря на доминирование огромных ВИНК, рискующие всем операторы малых месторождений, вероятно, обеспечат уже свыше 4% от общероссийской добычи. Они же, возможно, нарастят доказанные запасы выше нынешней 6-процентной планки. Да и чему удивляться, если эти скромные звенья отрасли выполняют уже 38% разведочных работ!

Если в целом по стране уровень извлечения сырья на нефтегазоносных блоках не превышает 25–28%, то в рядах «АссоНефти» слышен призыв довести эту планку до 50%. Оптимизм во многом объясняется тем, что и в лучшие времена, то есть до введения антироссийских санкций, «независимые» не могли себе позволить оплату дорогой импортной техники и «чужих» сервисных услуг. Обходились в основном собственными ремонтными бригадами. Поэтому малым производителям не пришлось перенастраиваться на импортозамещение, как и на всю философию «опоры на свои силы».

Среди независимых нефтяных компаний лишь одна – Иркутская НК – является крупнейшим налогоплательщиком в своём регионе. Правда, хотели бы со временем обрести такой статус и некоторые другие члены ассоциации, но добиться этого будет нелегко. Продлевать долги по кредитам, продолжала Маргарита Козеняшева, теперь уже нельзя. Возвращать их надо вовремя, а ведь рисков в отрасли не убавилось. Объявленный правительством РФ «большой налоговый манёвр» для «нефтянки» был, возможно, верным по замыслу, но на деле повысил совокупную фискальную нагрузку с 44% до 55%.

Не обладая достаточным денежным потоком от сбыта нефти, многие ННК вынуждены подчас продавать сырьё по ценам ниже отраслевого уровня. Не помешал бы им и 15-процентный вычет из налогов, которым щедро наделены 7 тыс. малых и средних нефтяных предприятий в США.

ОСТОРОЖНО: ПРИВАТИЗАЦИЯ!

Во втором полугодии обретёт более чёткие контуры ещё один процесс, о котором говорилось на московском форуме, – приватизация долей в ряде российских государственных компаний. Поэтому можно ожидать новых словесных столкновений, пусть и дипломатичных, между сторонниками радикально-рыночного и осторожного аппаратного подходов.

Так, Александр Шохин, обстоятельно выступая на ННФ в числе ведущих «панелистов», вновь показал себя убеждённым рыночником. Во всяком случае, он открыто усомнился в целесообразности подключения государственных пенсионных фондов к приватизации. Остро критиковал глава РСПП и планы предоставления правительству так называемой «золотой акции», что может снизить интерес со стороны частных инвесторов.

А вот гендиректор «Башнефти» Александр Корсик высказал иное мнение. Как это ни парадоксально, он выступил за сохранение весомой роли государства в компании даже сейчас, в эпоху приватизации. «Боюсь, – сказал Корсик, – как бы некоторые так называемые частные инвесторы не приватизировали “Башнефть” за счёт самой же “Башнефти”».

Как это может произойти? Оратор опасается, что близкие к компании люди смогут купить акции хотя и законно, но не за самостоятельно накопленные средства. В ход, скорее всего, пойдут заёмные деньги, взятые у банков. И вот придёт пора возвращать кредиты. На этом фоне некоторые нетерпеливые акционеры захотят «протолкнуть» через совет директоров неверные решения. Вместо капиталовложений в технологическую модернизацию или создание новых объектов они будут требовать увеличения дивидендов. Так не окажется ли обескровленной самая важная – инвестиционная часть корпоративного бюджета?

Как видим, весенний отраслевой форум дал много материала для анализа, размышлений и прогнозов. Дело, как говорится, за малым – увидеть их воплощение. Это, собственно, и станет главным тестом – проверкой глубины и актуальности всего, что обсуждалось в рамках ННФ. Добавлю: обсуждалось в ходе честного, коллегиального и подлинно заинтересованного разговора. Разговора и конкурентов, и вместе с тем близких соратников по большому делу общегосударственной важности. ■



Неделя нефтепереработки и нефтехимии в Москве 2016

Лотте отель

В состав Недели входят:

- **GTCC** - Газ и химия – технологическая конференция и выставка
России и стран СНГ
19-20 сентября 2016
- **RPTC** - 15-ая Конференция и выставка по технологиям нефтехимии
России и стран СНГ
20-21 сентября 2016
- **RRTC** - 16-ая Конференция и выставка по технологиям
нефтепереработки России и стран СНГ
22-23 сентября 2016

Приглашаем всех, кто заинтересован выступить с докладом или принять участие в любой из конференций в качестве спонсора или участника выставок. Для получения более подробной информации, пожалуйста, свяжитесь с нами:
Olga_Solovyova@europetro.com

ПРИГЛАШАЕМ ВЫСТУПИТЬ С ДОКЛАДОМ

СПОНСОРЫ И УЧАСТНИКИ ВЫСТАВКИ:



Бизнес-глобализация по-европейски

Создание европейских компаний (Societas Europaea) позволяет упростить систему администрирования компаний группы и мобильность головного офиса в рамках ЕС



www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазовой
отрасли;
Анна ВОРОНКОВА,
партнёр;
Анастасия БЕРМАН,
консультант,
группа по оказанию услуг в области
международного налогообложения,
КПМГ в России и СНГ

Восьмого октября 2001 г., после 30 лет оживлённых споров и дискуссий, Совет министров Европейского союза принял Регламент об Уставе Европейской компании (SE), которая стала первой транснациональной формой акционерного общества, действующей в соответствии с правом ЕС.

ОТ ИДЕИ К ИСПОЛНЕНИЮ

В 2004 г. пакет нормативных актов, регулирующий деятельность Европейской компании, вступил в силу, и на настоящий момент SE является наиболее прогрессивной наднациональной организационно-правовой формой для ведения бизнеса в странах-членах Европейского союза. Сейчас все государства Евросоюза привели национальное законодательство в соответствие с законодательством ЕС, регулирующим деятельность Европейской компании.

По данным на июнь 2016 г., зарегистрировано более 2500 SE, действующих в различных секторах бизнеса. Наибольшее число SE встречается в сфере финансовых услуг, торговле, металлургии, химической



промышленности и нефтегазовом комплексе. Централизация деятельности в рамках одной компании с филиалами происходит в основном по географическому или отраслевому принципу. Такие корпорации, как Airbus Group SE, Christian Dior SE, Porsche Automobil Holding SE, LVMH Moët Hennessy Louis Vuitton SE, SAP SE, использовали форму SE для наиболее оптимального структурирования бизнеса на европейском рынке.

В условиях глобализации SE имеет действительно огромный потенциал. В первую очередь она позволяет осуществлять коммерческую деятельность в пределах Европейского союза посредством филиалов, не создавая сложной структуры дочерних компаний. За счёт этого учреждение SE даёт возможность устранить юридические, бюрократические и практические барьеры, существующие в законодательствах различных стран ЕС.

ПРЕИМУЩЕСТВА SE

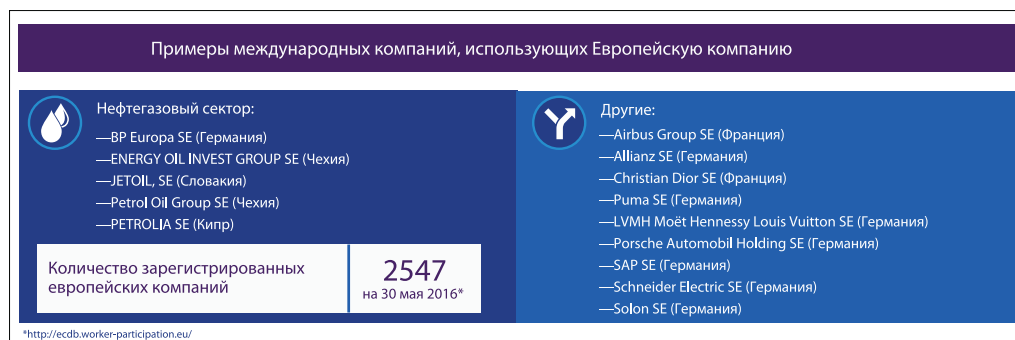
Основным преимуществом SE является корпоративная мобильность. Головной офис SE, зарегистрированный и дейст-

вующий в одном государстве-члене ЕС, может быть свободно перемещён в другую страну в зависимости от потребности бизнеса, без ликвидации и последующей регистрации компании в новом государстве.

Кроме того, сама организационно-правовая форма SE способствует упрощению не только юридической структуры группы компаний, а именно: сокращению количества юридических лиц в рамках одной группы и, соответственно, снижению административных издержек, но и структуры корпоративного управления. В частности, существует возможность выбора между одноуровневой (например, правление) и двухуровневой (правление и наблюдательный совет) системой управления.

Возможность использования европейского законодательства, регулирующего реорганизацию компаний в рамках ЕС, и особенности SE, позволяют упростить процедуру трансграничных слияний и поглощений.

С точки зрения налогового законодательства имеется возможность существ-



венной минимизации издержек за счёт отсутствия налога на выход бизнеса для ЕС (при перемещении в рамках ЕС и ЕЭЗ). В некоторых случаях вполне осуществимо консолидировать прибыль и убыток на уровне головной компании группы (зависит от условий конкретного соглашения об избежании двойного налогообложения и от национального законодательства страны инкорпорации).

В сфере трудового законодательства принята специальная корреспондирующая к Регламенту Директива, направленная на регулирование участия работников в управлении компанией. Она упрощает наём сотрудников в рамках

ЕС, а также позволяет ограничить влияние профессиональных союзов и сократить количество лиц в наблюдательном органе (Совете директоров).

Ещё одним существенным аргументом в пользу SE можно считать усиление международного имиджа компании. Исходя из мирового опыта, создание компании в форме SE действительно способствует улучшению репутации и повышению рыночной стоимости акций.

Какой-либо специальный налоговый режим для SE не предусмотрен. Налогообложение происходит в соответствии с национальным законодательством местонахождения головного офиса и филиалов.

В то же время преимущества мобильности SE в рамках ЕС и ЕЭЗ могут быть использованы в том числе и для целей налогового планирования.

ПРИМЕНИМОСТЬ для НГК: кейс ВР

ВР Europa SE была создана в 2010 г. в Германии путём слияния немецкой компании Группы ВР (Deutsche BP AG), которая впоследствии была реорганизована в ВР Europa SE, с компаниями Группы ВР, расположенными в нескольких европейских юрисдикциях, а именно: в Бельгии, Нидерландах, Польше и Австрии. В 2011 г. швейцарская компания Группы ВР также стала частью единой ВР Europa SE и присоединилась в виде филиала без статуса SE (так как Швейцария не является членом ЕС или ЕЭЗ).

В настоящий момент головная компания ВР Europa SE, зарегистрированная в Гамбурге (Германия), осуществляет деятельность на территории ЕС посредством филиалов, расположенных в нескольких европейских юрисдикциях.

Результатом учреждения ВР компании SE стало не только существенное снижение затрат на администрирование за счёт упрощения корпоративной структуры, но и повышение эффективности бизнес-процессов, внутригруппового управления и финансирования. В ходе консолидации было уменьшено количество членов наблюдательного совета.

Среди основных налоговых преимуществ можно назвать упрощение процесса подготовки и подачи налоговой отчетности для Группы ВР в целом и упрощение администрирования применения правил КИК на уровне материнской компании Группы ВР в Великобритании. Кроме того, снизилась нагрузка в отношении налога, возникающего у источника выплаты, например, при передаче прибыли от филиалов головному офису, а также при отсутствии налога у источника в случае внутригрупповой выплаты процентов и роялти. Аналогично снизилось и обязательство по НДС по внутригрупповым сделкам.

На правах рекламы

Смена налоговой философии

Достигнем ли в нефтегазовом секторе баланс интересов государства и бизнеса?

Мария КУТУЗОВА

Нефтегазовая промышленность – ключевая для отечественной экономики, она обеспечивает до 50% доходов российского бюджета. Однако представители отрасли утверждают, что существующая налоговая система не способствует её развитию в долгосрочной перспективе, и просят у государства серьёзных и кардинальных изменений в сфере налогообложения.

BACK TO THE USSR...

По итогам 2015 г. производство жидких углеводородов в РФ выросло на 1,4%, до 534 млн т, по сравнению с предыдущим годом. Согласно оценке Vygon Consulting, в нынешнем году добыча нефти и газового конденсата достигнет 545 млн т, а в 2017 г. – 565 млн т (или 11,38 млн баррелей в сутки). Несмотря на действующие в отношении страны санкции, российская нефтедобыча приблизится к пику в 569,5 млн т, извлечённых в РСФСР в 1987 г. Происходит ли данный рост благодаря или вопреки действующей фискальной системе?

Напомним, 1 января 2015 г. в нефтегазовой промышленности начат так называемый «налоговый манёвр». Его цель – сокращение зависимости российского бюджета от экспортных пошлин, которые должны были снижаться вместе с мировой ценой на нефть. Планировалось, что в 2016 г. ставка пошлины сократится с 42% до 36%, а в 2017 г. – до 30%. Одновременно должен вырасти налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ): в 2016 г. – до 857 рублей за тонну, а в 2017 г. – до 919 рублей за тонну. Однако из-за падения бюджетных доходов Минфин «заморозил» в этом году уровень ставки на 42%, обещая в перспективе снизить экспортные пошлины, повышая НДПИ.

В Vygon Consulting отмечают, что добыча нефти в России, поддерживаемая положительной динамикой бурения на старых месторождениях и «новой волной» проектов, покажет рекордные темпы роста, несмотря на то что «налоговый манёвр» дол-



жен был работать в минус при ценах ниже 72 долларов за баррель. Девальвация рубля и текущая структура налоговых изъятий более чем компенсируют негативное влияние снижения нефтяных котировок на денежный поток от нефтедобычи.

«*«Налоговый манёвр» показал свою эффективность для государства, позволив уменьшить потери бюджета от снижения нефтяных цен на 10% (217 млрд рублей). При этом нефтяные компании также не проиграли из-за девальвации рубля. Поэтому манёвр, скорее всего, будет продолжен, а его масштаб и последовательность будут определяться ценовыми условиями и уровнем дефицита бюджета. Наиболее знаковым событием в изменении регулирования 2017 г. может стать введение НДД для пилотных проектов. Это решение будет иметь значительные последствия для развития нефтедобычи в России на долгосрочную перспективу, хотя и не приведёт к пересмотру наших прогнозов на 2017 г.*», – отмечают эксперты российской аналитической компании.

Эксперты Vygon Consulting утверждают, что сегодня основной прирост добычи нефти в России обеспечивается месторождениями, которые подпадают под льгот-

ные категории по НДПИ и экспортным пошлинам. Согласно оценке специалистов, льготированный по НДПИ объём добычи в 2015 г. превысил 160 млн т, что составило 33% производства в РФ (без учёта СПП).

Наиболее «обделённым» с точки зрения льгот оказался центр российской нефтяной промышленности со зрелыми месторождениями – Западная Сибирь. Самый крупный по извлекаемым объёмам нефти субъект РФ – Ханты-Мансийский автономный округ – продолжает демонстрировать падение производства (минус 2,9% по итогам 2015 г.). Данное сокращение происходит, несмотря на ежегодный рост эксплуатационного бурения и ввод в строй 6–8 новых месторождений.

Вице-президент по стратегическому развитию компании «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун, выступая на Национальном нефтегазовом форуме, отметил: «Налоговая система давала возможность выживать компаниям при низких ценах, страховала их от банкротств. Для государства это тоже выгодная система. Главный её недостаток – консервация технологической отсталости отрасли. Существующая система убивает новые проекты, в том числе на шельфе. Между компаниями идёт со-

ревнование в возможностях получить льготы, достучавшись до Минфина. И это в то время, когда КИН в России составляет меньше 30%, а третьичные методы повышения нефтеотдачи никто не применяет, потому что это дорого. Система достигла потолка, нуждается в модернизации. Иначе Западная Сибирь превратится из житницы в депрессивный регион».

По мнению Генадия Шмалья, президента Союза нефтегазопромышленников России, наша налоговая система никуда не годится. Нефтяной отрасли нужен, по его словам, справедливый налог. Поэтому Г. Шмаль поддерживает идею введения налога на финансовый результат (НФР). «В Западной Сибири 450 месторождений находятся в нераспределённом фонде, разработка более 400 из них нерентабельна при существующей налоговой системе. Нужна целевая программа для новых методов увеличения нефтеотдачи. Мы недофинансируем нефтяную и газовую отрасли, почти ничего не вкладываем в новые технологии. При существующем уровне добычи нужно вкладывать до 40 млрд долларов в год, вкладываем 20 млрд долларов. Нужно пересмотреть налоговую систему и перейти на налог на финансовый результат. КИН в СССР достигал 45%, а сейчас он меньше 30%. Невозможно в таких условиях вкладывать ни в новые технологии, ни в новые проекты. Нам необходимо пересмотреть налоговую конструкцию нашей нефтяной отрасли», – заявил Шмаль.

Несовершенство отечественной налоговой системы накладывается на глобальную проблему недофинансирования нефтегазовой промышленности, что создаёт дополнительные риски. Выступая на Национальном нефтяном форуме, глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов выделил два фактора, которые повлияли на резкое падение цены на нефть – технологический прорыв (прежде всего, в разработке сланцевых углеводородов) и перемещение центра производства нефти в регионы потребления, в том числе в США. Согласно его прогнозу, отсутствие баланса на рынке может обернуться дефицитом предложения уже в ближайшее время. «Я убеждён, что этот год будет завершён с ценой 50 долларов за баррель, и уже во второй половине 2017 г. мы заметим динамичный рост цены, связанный с увеличением спроса на нашу продукцию и сокращением её производства. Огромные средства, которые ушли из нашей отрасли, оцениваемые в 300 млрд долларов в прошлом году и 112 млрд в первом квартале этого года, не могут не сказаться на объёмах до-

бычи. В 2018 г. мы, возможно, начнём говорить о кризисных тенденциях в отрасли. Тогда для восстановления объёма производства потребуются колоссальные инвестиции», – сказал глава «ЛУКОЙЛа».

МИНИСТЕРСКИЕ СПОРЫ

В ходе Национального нефтегазового форума вице-премьер российского правительства Аркадий Дворкович пообещал отрасли новые подходы к налогообложению, те, которые «устроят всех». «У нас продолжаются дискуссии относительно того, как стимулировать добычу, переработку энергетических ресурсов. Мы предлагаем нашим компаниям широкий набор преференций, льгот. Тем не менее бюджетные ограничения заставляют нас повысить налоговую нагрузку. Думаю, что в ближайшие месяцы мы найдём устраивающие всех подходы к налоговой системе, которая позволит осуществлять выгодные инвестиции в наш нефтегазовый комплекс», – заявил Дворкович. Цель отличная, но насколько она достижима?

Российские министерства финансов и энергетики никак не могут сформировать единую позицию по новой конструкции налоговой системы, основанной на налоге на прибыль. В отличие от действующего фискального режима она будет зависеть не от объёмов добычи и экспорта, а от финансовых результатов. По поручению президентской комиссии по ТЭК два российских министерства должны были представить общую концепцию к началу мая этого года, но Минфину и Минэнерго пока так и не удалось найти единой точки зрения по ключевым проблемам налогообложения добывающих компаний.

Разногласия между ведомствами возникли по следующему вопросу: надо ли переводить на новую систему месторождения, у которых сейчас есть льготы, или необходимо сохранить по отношению к ним действующий порядок. По информации газеты «Ведомости», Минэнерго хочет, чтобы реформа коснулась только старых месторождений, а для новых проектов предлагает дать компаниям право выбора между НДД и действующей системой с льготами. Министерство финансов категорически против и ждёт от Минэнерго комплексных предложений и для старых, и для новых месторождений.

Кроме того, Минэнерго выступает за увеличение предельных затрат с 6953 до 9520 рублей за тонну, на которые можно уменьшать доход при расчёте НДД. Это позволит стимулировать применение дорогостоящих методов добычи. Министер-

ство энергетики также настаивает на том, чтобы ставка НДПИ в новой системе менялась вместе с ценой на нефть на мировых рынках, тогда как в проекте Минфина она зависит от выхода проекта на уровень окупаемости. Финансовое ведомство предложило перевести на НДД пилотные месторождения в Западной Сибири и все новые – в Восточной, отменив для них льготы по НДПИ и пошлинам.

Для тестирования новой системы предлагаются проекты «Роснефти», «Газпром нефти», «ЛУКОЙЛа» и «Сургутнефтегаза». Месторождения находятся на разных стадиях разработки, но их объединяет средний показатель рентабельности – меньше 10%. Ставку на прибыль для пилотных проектов планируется установить в размере 60% (48% в федеральный бюджет, 12% в бюджет субъекта РФ).

После того как в ходе дискуссий двух министерств не удалось выработать общей позиции по НДД, Минэнерго решило вновь вернуться к продвижению законопроекта о налогообложении с финансового результата, поступившего в Госдуму от ХМАО. Согласно ему компании, применяющие НФР, будут продолжать уплачивать все предусмотренные Налоговым кодексом РФ налоги (на прибыль, экспортные пошлины), кроме НДПИ.

ЛОСКУТНОЕ ОДЕЯЛО НАЛОГОВ

В ходе Национального нефтегазового форума заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов заявил о том, что Минэнерго рассматривает возможность введения льгот, нацеленных на стимулирование добычи, для месторождений с выработанностью 15, 25 и 80%. Предполагается установить данные льготы для пилотных проектов, а затем распространить новую налоговую систему на весь комплекс российских месторождений.

По информации Молодцова, задача, которую ставит перед собой Минэнерго, – сформировать до конца нынешнего года алгоритм налогообложения по налогу на финансовый результат или налогу на дополнительный доход (либо в отношении пилотов, либо в отношении всех месторождений). Только в этом случае новая система сможет вступить в действие в начале 2017 г. Цели, которые при этом ставит перед собой и отрасль Минэнерго, – поддержание существующего уровня добычи и введение в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов.

«Тема перехода на новую налоговую систему не ушла в прошлое. Мы находимся в постоянной рабочей дискуссии с Минфином.

Но это диалог не только двух органов федеральной власти, но и компаний. Все вместе обсуждаем конфигурацию нового эволюционного развития налогообложения отрасли. Главные задачи – стимулирование действующих месторождений Западной Сибири, новации в механизме льготирования новых проектов в Восточной Сибири, регионов ЯНАО и Ненецкого автономного округа. Но как сохранить те алгоритмы преференций, которые уже предоставлены недропользователям? Считаю, что это вопрос для детальной юридической и финансово-экономической настройки. Необходим переход от системы администрирования подзаконными актами на законодательный уровень льготирования действующих месторождений», – отметил К. Молодцов.

Позиция Минфина иная. По словам заместителя министра финансов Ильи Трунина, существующая налоговая система далеко не оптимальна, но её нельзя назвать плохой и неэффективной. «Да, у нас действительно сейчас проходит дискуссия об изменениях налоговой системы в нефтяном секторе. Идёт напряжённая работа, обсуждение эксперимента по налогообложению добычи от добычи углеводородного сырья. Существующая система эффективна или нет? С нашей точки зрения, вполне: добыча нефти росла, нефтяные компании оставались в прибыли. Иногда она росла так быстро, что было бы справедливым поднять вопрос: а не увеличить ли налоговую нагрузку? В последние годы мы добивались маржинальности проектов путём введения дифференцированных льгот, послаблений и понижающих коэффициентов. Компании стали понимать, что для того, чтобы добавить прибыльности своему проекту, надо получить льготы. То есть в каждом конкретном случае идёт диалог с недропользователем... Всё это усложняет администрирование. Налоговая система стала походить на лохотронное одеяло и утрачивает универсальный характер. Кодекс начал пестрить геологической терминологией, в нём стали появляться специальные коэффициенты. В последние годы мы видим всё больше споров между плательщиками и налоговыми органами, вплоть до судов», – рассказал Илья Трунин.

Минфин предлагает апробировать вновь созданную универсальную налоговую систему на пилотных проектах. Новый нефтяной налог должен заменить как НДС, так и экспортную пошлину. Однако, по мнению Трунина, изменение фискальных правил необходимо проводить постепенно. Замминистра финансов считает, что период перехода на новый налог займёт

долгое время, до 15 лет. По его словам, российское государство сталкивается с такими серьёзными проблемами, которые несопоставимы с уровнем задач российских компаний, пересматривающих свои инвестиционные программы. Сложная ситуация в экономике страны не позволяет продолжать практику предоставления индивидуальных льгот конкретным проектам. Прежде всего, Минфину нужны источники новых поступлений в бюджет.

Последние предложения Министерства финансов так напугали нефтяников, что они готовы согласиться с тем, что есть, лишь бы не было хуже. На одной из последних встреч представителей отрасли с президентом прозвучало: «Оставьте текущее налоговое законодательство, не надо ничего менять». Эту позицию в ходе Национального нефтяного форума поддержал глава «Башнефти» Александр Корсик. «Лучше ничего не менять. Нам хотелось бы работать в стабильной и понятной налоговой системе. Каждый год в систему вводится что-то новое, и каждый раз нам говорится, что всё, больше ничего нового не будет. Тем не менее у нас каждый год что-то меняется. Компании всё время вынуждены пересматривать свои инвестиционные программы. Я пока не видел последних версий предлагаемых систем введения НДС и НФР, но из того, что я знаю, можно сделать вывод: ни о какой универсальности речи не идёт. Я не верю в пилотные проекты. Проектов «Башнефти» там нет. Корпоративные интересы вновь обладают над интересами отрасли. Это вновь будет результатом лоббистских усилий конкретных компаний. А ошибка на «пилоте» может подорвать веру в систему в целом», – отметил Корсик. Однако, по словам топ-менеджера «Башнефти», рано или поздно отрасль будет вынуждена перейти на налог на прибыль в том или ином виде, поскольку компаниям нужно выходить в новые регионы и ликвидировать технологическую отсталость. Сейчас «Башнефть» предлагает пойти по пути снижения налоговой нагрузки для новых проектов и активов с выработанными запасами. «У нас огромные запасы в старых регионах, их можно было бы извлечь, если бы налоговый пресс снизился. Не придумывать ничего нового, а просто в случае зрелых месторождений потихоньку снижать налоговый пресс по мере выработанности актива», – предложил Корсик.

Сергей Вакуленко, глава департамента стратегического планирования «Газпром нефти», высказался за применение налоговых вычетов к таким месторождениям. По

его мнению, фискальная система не должна искажать нормальной экономической практики. «Все предлагаемые варианты реформирования налоговой системы уделяют огромное внимание администрированию и контролю: не дай бог, чтобы кто-то жульничал и завывил затраты. Чиновники заранее подозревают всех недропользователей в крайней степени злонамеренности, не останавливаются ни перед какими затратами на администрирование. Главное – извести на нет любую возможность для жульничества. Тогда как современный нефтяной бизнес в России имеет значительную долю государственной собственности. Идеальным режимом был бы НДС или НФР, но с другими коэффициентами, чем те, что сейчас обсуждаются. Но если НДС займёт 15 лет, то многие проекты так и не будут запущены в эксплуатацию. Мы предлагаем систему вычетов, которая подошла бы для любых дорогих вариантов добычи», – отметил Вакуленко.

В свою очередь, вице-президент по экономике и планированию «ЛУКОЙЛа» Геннадий Федотов отмечает, что предлагаемая Минфином концепция НДС существенно ухудшает состояние налогоплательщика. Представители компании сейчас принимают участие в рабочей группе, созданной двумя ведомствами. «Цель – выйти на один общий законопроект. Как он будет называться, это уже не так важно. Важно, какие там будут параметры. Речь идёт о том, чтобы этот режим работал во всех диапазонах цен: и низких, и средних, и высоких. И чтобы он не ухудшал положение инвесторов как налогоплательщиков, не увеличивал общую налоговую нагрузку, не снижал показателей по доходности и инвестициям, которые осуществляются в новые месторождения», – заявил топ-менеджер «ЛУКОЙЛа».

Доходы российского бюджета по-прежнему находятся в сильной зависимости от нефтегазовых поступлений, несмотря на то что по итогам прошлого года их доля снизилась с 51% до 43%. Согласно оценке Vugon Consulting, падение цен на углеводородное сырьё в 2015 г. стало главной причиной дефицита российского бюджета в 2 трлн рублей. По мнению как экспертов, так и представителей компаний, несмотря на все усилия Минфина и Минэнерго, пока так и не появилось проработанных вариантов и серьёзных предпосылок к изменению налоговой системы. Возможное введение НДС для пилотных проектов вряд ли окажет значительное влияние на объёмы поступлений в госбюджет. ■

20-я юбилейная специализированная выставка
с международным участием



НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2016

**23 - 25
августа**

САРАТОВ

Официальная поддержка:

- Правительство Саратовской области
- Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
- Союз нефтегазопромышленников РФ
- Союз производителей нефтегазового оборудования
- Российский Союз химиков

РЕКЛАМА



**НЕФТЕГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

**ХИМИЧЕСКАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

**НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ**
(СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ
РАЗДЕЛ)



**ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО**
ТЕЛ.: (8452) 205-470, 206-926
<http://expo.sofit.ru>
<http://vk.com/sofit.expo>

Арктика и манит, и предупреждает...

Сложная конъюнктура нефтегазового рынка и секторальные санкции – не повод для того, чтобы полностью остановить реализацию проектов на шельфе России

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

В хронике отраслевых конференций и «круглых столов», проходящих в Москве при поддержке нефтегазовых и сервисных компаний, бывают особо значимые события. Они не только наделяют участников солидным информационным багажом и полезными знакомствами. Иные форумы помогают делегатам обрести нечто большее. Такие мероприятия дают нам ещё и заряд транспарентной самокритики и, хотелось бы добавить, профессиональной порядочности. В объективном ключе обсуждается всё то, что в ближайшие годы в силу переменчивой конъюнктуры способно сделать ту или иную подотрасль ТЭК отнюдь не прибыльной, а проблематичной – сулящей больше головоломок, чем гарантий успеха. Столь деловой и не загруженной ложным позитивом была XIII Международная конференция по морскому апстриму, прошедшая 20 мая в отеле «Балчуг Кемпински». Название этой традиционной дискуссии, организованной компанией RPI при поддержке «Газпрома», говорило само за себя – «Освоение шельфа РФ и СНГ – 2016».



Прибыльность СПГ – под вопросом

Изрядную дозу реализма в оценке сегодняшней и прогнозе завтрашней рентабельности СПГ-проектов на шельфе содержало выступление начальника управления по стратегическим исследованиям в энергетике Аналитического центра при правительстве РФ Александра Курдина. В отличие от предыдущих десятилетий, сегодня данный рынок переживает трудные времена. Даже в Азиатско-Тихоокеанском регионе спад наблюдается уже пять лет подряд! Спрос практически не увеличивается. «К 2020 г. средняя цена 1 тыс. м³ сжиженного газа в Европе ориентировочно может составить не более 250 долларов, а в Азии – всего 200 долларов», – отметил А. Курдин. Между тем, по расчётам Oxford Institute for Energy Studies, 250 долларов – это минимально допустимая цена, ниже которой начинается зона убыточности. Даже ощутимые налоговые льготы, обещанные или уже предоставленные в России и других странах, не меняют сути дела: «погружение в нерентабельность», увы, продолжается.

Удручающим примером «проектного пессимизма», который по понятным причинам передаётся и российским экспертам, стала судьба австралийской программы Browse LNG. В конце марта она была заморожена до 2020 г. Отложен и индонезийский СПГ-проект Abadi. Переносятся на более поздние сроки сходные проекты в Малайзии, Анголе, Камеруне, Экваториальной Гвинее... Нажимая на тормоза, топ-менеджеры нефтегазовых гигантов исходят из того, что, пока цены на «чёрное золото» не закрепятся на отметке выше 60 долларов за баррель, экспорт СПГ будет оставаться невыгодным.

На взгляд Курдина, инвесторов отпугивает многое – и замедление роста в Китае, и интерес Японии к каменному углю, и повсеместный рост доли альтернативных энергоносителей в структуре энергобаланса... Свою роль играют и жёсткие международные директивы экологического характера, наподобие только что принятого Парижского протокола. Инвесторов тре-



вожит и активная замена (по настоянию местных властей) плавучих объектов по производству СПГ на более дорогостоящий вариант – специализированные прибрежные терминалы. Зачем? Чтобы нанимать больше местной рабочей силы!

Конечно, трудности на пути рыночного продвижения СПГ носят временный характер. Они цикличны. Рано или поздно скепсис сменится оживлением. Но каким образом столь невеселая картина сегодня проецируется на Россию? Проект «Сахалин-2» уже обернулся успехом. Несмотря на что, продвигается «Ямал СПГ», в рамках которого уже освоено 15 млрд долларов инвестиций из суммарных 27 млрд. Другие же СПГ-проекты пока остаются под большим вопросом.

Короче говоря, подытожил докладчик, в новой (теперь уже до 2035 г.) Энергетической стратегии РФ вряд ли сохранятся масштабные намётки по сжиженному газу. Если в ныне действующем варианте ЭС сказано, что к 2030 г. Россия сможет ежегодно вывозить 130–150 млрд м³ СПГ, из которых немалая часть будет добываться на шельфе, то в новой редакции эти амбициозные цифры вряд ли повторятся.

Конкуренты завидуют России

Реалистичный характер выступления правительственного аналитика поддержал Анатолий Золотухин, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Оратор умело оживил аудиторию ироничной ссылкой на Остапа Бендера. Это ведь он, причём справедливо, обвинял «нарушителей конвенции» о межобластном разделении труда между «детьми лейтенанта Шмидта» в обрушении тогдашнего рынка мошенников, паразитировавших на истории. Так и нынешние Соединённые Штаты, как видно, решили проучить нефтегазоносные страны «третьего мира» и превратиться из неттоимпортёра углеводородного сырья в его

крупнейшего экспортёра за счёт «сланцевой революции». «Вот почему, – продолжал Золотухин, – по всему свету становится убыточной работа на нетрадиционных месторождениях нефти и газа, и вот почему ряд крупнейших транснациональных компаний покидают шельф».

А тут ещё и переход постиндустриальных экономик к широкому использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии. «К примеру, в Норвегии, – поделился наблюдениями докладчик, – электромобилями марки «Тесла» пользуются с каждым днём всё больше любителей бесшумной и экологически безвредной езды. Есть шансы на то, что в результате всё более массового распространения эти седаны и лимузины в итоге подешевеют на 40%». На противоположном краю Евразийского материка, в Китае, наблюдается аналогичная тенденция.



То, что даже в таких условиях Россия продолжает, пусть и с поправками в темпах, продвигаться на свой нефтегазоносный шельф, вызвало раздражение со стороны конкурентов. Мол, как же так: вопреки экономическому кризису и вытекающей из него отраслевой депрессии и наперекор спаду цен и сокращению рынков Кремль активизирует выход в Арктику?! Куда же «испарились» из московских коридоров власти те руководители, которые четверть века назад хотели забросить Крайний Север «за ненадобностью»? Куда исчезли бизнесмены, которые проповедовали вахтовый метод освоения углеводородных запасов Заполярья вместо создания дорогостоящей современной инфраструктуры на всём протяжении Севморпути? Собственно, именно благодаря усилиям этих управ-

ленцев и «предпринимателей» были потеряны как минимум два десятилетия, когда во всём мире производство и поставки СПГ оставались прибыльными.

Как напомнил Золотухин, не до конца понятое за рубежом упорство России относительно экспансии в Арктике имеет свои мотивы. Оно объясняется огромным богатством отечественного шельфа и континентального склона. «Именно вдоль берегов РФ – у кромки Северного Ледовитого океана – сосредоточено около 64% всех извлекаемых запасов природного газа в приполярном регионе Земли. В силу своей геологической специфики российский шельф по потенциальным издержкам разработки намного доступнее и легче канадского или, скажем, гренландского. Углеводородных ресурсов у нас впятеро или даже вшестеро больше, чем у любой другой страны, входящей в Арктический совет», – констатирует учёный.

Вот и выходит, что для Москвы имеет смысл продолжать «сырьевой поход» в Заполярье даже на фоне удручающей (хотя лишь до поры до времени) конъюнктуры рынка. В любом случае объём «развёрстанной на десятилетия» программы по добыче шельфовых углеводородов в Арктике должен составить многие триллионы рублей.

Правда, следует со всей откровенностью признать: мы многого пока ещё не умеем делать. Не можем, к примеру, строить первоклассные СПГ-танкеры. Не располагаем технологиями изготовления и сборки целой категории подводных модулей. Лидируя в атомном машиностроении, отстаём в создании дизельных силовых установок. Всё ещё медлим с организацией – в той же Арктике – многоцелевых сетевых центров (multipurpose hubs), хотя на Северном Каспии «ЛУКОЙЛ» в партнёрстве с норвежскими подрядчиками уже построил один из лучших таких центров...

«Но, с другой стороны, – продолжал докладчик, – уже сходящие с отечественных верфей ледоколы обладают огромной мощью. И едва ли не каждый из них сможет – после отмены антироссийских санкций, запрещающих западным поставщикам «вооружать» российский шельфовый апстрим на глубинах более 150 м, – провести за один навигационный сезон в наши полярные воды сразу по две буровые платформы. Откуда именно? Да хотя бы из той же Норвегии, тем более что девиз тамошних конструкторов так и звучит: уйти под лёд! А поскольку мы знаем, что на нефте- и газоносном шельфе Скандинавии крепкого ледового покрова в общем-то

нет, то легко угадывается истинная, далеко идущая нацеленность пионеров северного шельфа именно на Россию». Итак, какой бы «зубовный скрежет» ни доносился из-за океана, но подключение скандинавов к освоению прибрежных запасов России – всего лишь дело времени.

К тому же, как отметил Золотухин, приближающееся восстановление мирового баланса между спросом на нефть и её предложением должно позитивно повлиять на отношение международного отраслевого сообщества и к СПГ-проектам. Выравнивание рынка произойдёт, скорее всего, во второй половине нынешнего года. А в 2017 г., как предвидят аналитики из Rystad Energy Research and Analysis, цена на нефть не будет ниже 70 долларов за баррель. Если этот тренд утвердится надолго, то ближайшее будущее СПГ обретёт немало солидных подпорок.

МЕШАЮТ И САНКЦИИ, И НЕРАСТОРОПНОСТЬ

«Санкции: обзор основных ограничений и их влияние на шельфовые проекты в РФ» – так назывался доклад Сергея Лазарева, управляющего партнёра в юридической фирме Russin & Vecchi LLP. Тема, надо сказать, очень деликатная и неоднозначная. Сотрудники отечественных нефтегазовых компаний по собственному опыту хорошо знают, что труднее всего полемизировать по этой проблеме с «западниками».

На первый взгляд, эти ограничительные меры, частями вводившиеся с марта 2014 г. против российской «нефтянки», не достигают своих целей, хотя бы потому, что львиная доля ТЭК России всё ещё ориентирована на залежи «традиционного» углеводородного сырья, отнюдь не требующего сложных импортных технологий. Но едва озвучишь эту незатейливую истину, в вашингтонских кабинетах сразу же начнут круглосуточно терзаться «проклятым вопросом»: следовательно, где-то и в чём-то Запад пока ещё не «дожал» путинское руководство? Но где именно? А если, наоборот, пожаловаться тем же «западникам» с ложным вздохом, что санкции якобы довели нас до энергетического голода, – это будет неправдой.

Отсюда, собственно, и методологическая ценность презентации Лазарева, важность предложенного им системного и в целом спокойного подхода к анализу избранной темы. Оратор охарактеризовал основные санкционные разделы законодательства США и ЕС, а также Канады, Австралии и Японии. При этом

было упомянуто и о дипломатических санкциях, и о визовых ограничениях, и об опасности замораживания активов. Весьма болезненны, конечно, и секторальные санкции. Тем более что авторы этих «точечных» решений с упорством, достойным лучшего применения, постоянно их перевыполняют!

Так, если введённые по обе стороны Атлантики ограничения против банковско-финансового сектора РФ запрещают предоставлять займы на период свыше 30 дней, то в действительности зарубежные банкиры нередко отказывают российским заказчикам в выдаче даже более краткосрочных кредитов. Такие же подножки ставятся и многим звеньям ТЭК России. На бумаге, как правило, нельзя кредитовать их на период более 90 дней, а на деле, особенно это относится к шельфу, срываются любые кредитные линии. Налицо участвовавшие отказы от поставок товаров и услуг прежде всего для Арктики, «отказы в целом», а не только в официально оговорённом случае. Хорошо ещё, что хотя бы «старые» контракты (например, в Охотском море), подписанные до марта 2014 г., не подвергнуты запретам. Что же касается торгово-экономического сотрудничества с российским оборонно-промышленным комплексом, то об этом и говорить сегодня не приходится.

«Ну а в самое последнее время, – сказал докладчик, – из ряда столиц идёт информация об уточнении санкционных списков и продлении срока действия тех или иных ограничений. Это, как и пока ещё не преодоленные кризисно-ценовые барьеры текущего периода на рынке сжиженного газа, позволяет дать негативные прогнозы как минимум по некоторым инвестиционным программам. Так, вряд ли “Газпром” сможет построить в ближайшие годы свой важнейший СПГ-актив на Тихом океане – 10-миллионник во Владивостоке. И вряд ли “Роснефть” воведёт в ближайшие годы свой 5-миллионник на Сахалине в альянсе с ExxonMobil».

Хотя начатое этими же партнёрами строительство третьей очереди проекта «Сахалин-2», вероятно, будет завершено, в целом ситуация далеко не безоблачна. Заокеанский гигант, являющийся крупнейшей частной корпорацией в мировом ТЭК, задействован теперь всего лишь в одном российском контракте вместо недавних десяти! Остановились совместные деловые инициативы по нетрадиционным энер-

гоносителям с Total, Shell и иными инвесторами. В арктических морях уже имеются печальные примеры, когда под удары финансово-технологических санкций попадают, казалось, «безобидные» месторождения, расположенные на глубине 320 м. То есть речь идёт даже о тех участках подводных недр, которые если и превышают «санкционный максимум», то на какие-то полторы сотни метров, не больше!

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОГРЕСС – ОТВЕТ НА САНКЦИИ

Свести на нет последствия западных санкций можно было бы за счёт научно-технического и инженерного прорыва со стороны отечественных институтов, лабораторий, конструкторских бюро и предприятий отрасли. Но такого качественного скачка, судя по выступлению генерального директора ООО «Центр нефтегазовых исследований и технологий» Валерия Эпштейна, пока не наблюдается. *«К сожалению, – сказал он, – в России, всё ещё нет полномасштабных компаний-подрядчиков промежуточного звена между прикладной наукой и нефтегазовой отраслью как таковой».*

Отсутствуют солидные и кредитоспособные сегменты экономики, ориентированные на шельфовые проекты. Не созданы специализированные концерны, которые бы «веерно» покрывали своими научно-технологическими возможностями целые пакеты перекликающихся морских проектов. Ожидать же, что одна отдельно взятая, пусть даже самая крупная корпорация будет каждый раз оплачивать разработку с нуля нового комплекта оборудования – бессмысленно. Это, на взгляд докладчика, было бы верхом расточительства.

Итак, не перекладывать на нефтяников и газовиков финансовую ответственность и риски, а организовывать, причём с полномасштабными государственными гарантиями, эффективную подрядную структуру, способную гибко маневрировать между кабинетом учёного и буровой платформой, – вот в чём задача. Начать же можно с создания объединённого, обслуживающего всю отрасль морского полигона, который справедливо разделил бы между заинтересованными апстрим-компаниями расходы по технологической модернизации разведки и добычи на шельфе. Такого универсального объекта в российских акваториях, к сожалению, пока ещё нет. А вот в Европе и Америке подобные научно-ис-

пытательные полигоны «для всех желающих» давно уже существуют.

Сказанное, однако, ещё не означает стопроцентного или тем более безнадежно-фатального отставания российского апстрима на шельфе. Достигнуты кое-какие успехи в техническом переоснащении в Арктике, причём своими силами. Так, «Роснефть», следуя стратегии импортозамещения, сделала обоснованную ставку на российских производителей и поставщиков в сфере верхнеприводного оборудования для буровых платформ. А с техникой для наземных операций ситуация гораздо лучше – там деталей, узлов и готовых комплектов с надписью «Сделано в России» намного больше, чем на море. «Но в целом, – посетовал Валерий Эпштейн, – мы на ряде направлений потеряли лет двадцать. Особенно в создании автоматизированных систем для шельфа. Словом, разрыв с Западом – огромный, и сейчас приходится его заполнять ускоренно, всеми силами».

КАК БОРОТЬСЯ С «ЖАДНЫМИ СЕРВИСНИКАМИ»?

Да, сильно отличаются друг от друга нынешние позиции отечественного и иностранного нефтесервиса. На первый взгляд многие прорывные идеи были предложены именно советскими учёными, причём в аскетичных условиях военного и послевоенного времени. Однако «доведены до ума» эти замыслы были, увы, за границей. К примеру, в СССР рождались первопроходческие методы горизонтального бурения и гидроразрыва пласта, не говоря уж о фундаментальных открытиях. Однако на поток их воплощение ставилось не у нас, а в других странах. Но это – лишь с одной стороны. А с другой – живёт и крепнет, вопреки санкциям, взаимный интерес и творческое содружество в рядах профессионалов, которым отнюдь не безразлично, что происходит ныне в зарубежном сообществе их коллег.

Отсюда, собственно, и вопрос, заданный Валерию Эпштейну автором этих строк: «В дни Всемирного экономического форума в Давосе, судя по новостным агентствам, прошла при закрытых дверях встреча топ-менеджеров ряда нефтегазовых компаний Старого и Нового Света. Обсуждались отношения между ТЭК и сервисными гигантами. Установленные ими цены, арендные ставки и тарифы на услуги для апстрима, в основном морского, считаются непомерными, оторванными от реалий экономическо-

го кризиса. Сервисники, не разделяя рисков, взвинчивают своими финансовыми запросами издержки добычи, а тем временем цены на нефть и газ упали. Похоже, что капитаны “нефтянки” единым фронтом выдвинули в Давосе два ответа на диктат поставщиков услуг. Первый – разрабатывать как можно больше технологий под эгидой самих же игроков апстрима. И второй – покончить с преувеличением “индивидуальных особенностей” каждого заказа. Мелкие нюансы позволяют сервисникам всякий раз обосновывать “ювелирно-точечную” и



каковы особую специфику размеров и иных параметров любой заявки на оборудование – не только для месторождения в целом, но и для отдельно взятой геологической структуры или даже куста скважин. Итак, нефтяники требуют стандартизации, в русле которой, вероятно, можно будет гораздо дешевле собирать словно из кубиков львиную долю апстрим-объектов. Что вы об этом думаете?»

«Вообще-то, – сказал докладчик, – подобные обвинения в адрес сервисных гигантов стали звучать не в нынешнем году, а гораздо раньше. Я бы сказал, что они нарастают вот уже как минимум 10 лет. И всё же значительно уменьшить аппетиты поставщиков технологий и услуг для нефтегазового апстрима, главным образом широко известной “троицы” в лице Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes, не удаётся. Они дают качественные продукты по всем проектным, в том числе морским, заказам. Да и чему удивляться, если в Европе и США можно отчислить на НИ-ОКР сколь угодно высокие проценты корпоративных бюджетов, а россиянам та-

кая щедрость к отраслевой науке и не снилась. И всё же, можно ли снизить гарантированную долю дохода сервисных корпораций в отраслевом “финансовом котле”, если избрать путь, предложенный в Давосе? Надо ли уменьшать портфели индивидуальных, отличающихся друг от друга по своим параметрам заказов на оборудование? И реалистично ли вместо этого расширить сегмент вполне стандартных, унифицированных и потому серийных технологий, да и прилагаемых к ним запчастей?»

Действительно, подумалось мне, можно ли надеяться на то, что буровые комплексы для шельфа будут в основном монтироваться из стандартных сегментов, как детский конструктор Lego? И лишь отдельные, «неповторимые» инструменты и узлы будут заказываться, так сказать, штучно – с учётом индивидуальных особенностей месторождений, геологических структур, блоков и скважин?

«Нет, широкое распространение такого подхода вряд ли возможно, – ответил Валерий Эпштейн. – При всей солидарности с заказчиками, то есть коллективами нефтегазового апстрима, следует всё же констатировать жёсткий ограничитель в этом вопросе. Стандартизировать предстоит лишь базовые части оборудования. Это ведь как где-нибудь в клинике: брать у пациентов простые анализы и снимать кардиограммы можно одинаково в одних и тех же амбулаториях и кабинетах. Но дальше уже начинаются тонкие особенности каждого организма, каждого человека. И вот оно – наверняка потребуют не стандартного, а именно индивидуального подхода, широкого диапазона лекарств, инструментов, процедур, графиков лечения».

Общение экспертов под пирамидальным-стеклянным сводом конференц-зала «Атриум» в отеле «Балчуг Kempinski» определённо удалось. Оно и впрямь вылилось в широкий, заинтересованный разговор партнёров и, более того, единомышленников по масштабной и, прямо скажем, нелёгкой работе в нефтегазовом бизнесе. Остаётся надеяться, что по мере улучшения конъюнктуры углеводородного рынка предмет данной дискуссии будет постепенно дрейфовать из теоретической в практическую плоскость и на будущих конференциях в фокусе окажутся уже не возможности и перспективы, а реальные, воплощённые в жизнь проекты. ■



ЭКСПО-ВОЛГА

создаем события

X МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

14-16 СЕНТЯБРЯ 2016

• САМАРА •

ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-45
www.expo-volga.ru

РЕКЛАМА

Санкции не помеха



Вопреки введённым странами Запада ограничениям, «Роснефть» и «Газпром» наращивают своё присутствие на шельфе

Мария КУТУЗОВА

Российские компании возобновляют разведочное бурение на своих морских участках. В начале июня «Роснефть» в партнёрстве с норвежской Statoil начала работы на блоке Лисянский в Охотском море. «Газпром» готовится продолжить геологоразведку на Кирином блоке проекта «Сахалин-3». При этом, несмотря на санкции и декларируемое импортозамещение, и «Роснефть», и «Газпром» продолжают активно сотрудничать с зарубежными компаниями на шельфе, выстраивая технологическое партнёрство как с восточными, так и западными нефтесервисными игроками.

ОТРЫТЫЕ ДВЕРИ ДЛЯ КИТАЯ

На сегодняшний день «Роснефти» принадлежат лицензии на 55 морских участков с суммарными ресурсами около 43 млрд т н. э. Она уже выполнила на них значительный объём комплексных геолого-геофизических исследований, в том числе более 84 тыс. пог. км сейсморазведки 2D, свыше 18 тыс. км² методом 3D, а также более 636 тыс. км² аэрогеофизических ис-

следований. В 2014 г. в Карском море в партнёрстве с ExxonMobil пробурена арктическая поисково-оценочная скважина Университетская-1, открывшая газонефтяное месторождение «Победа». Благодаря этому была доказана нефтегазоносность севера Карской провинции. В Охотском море ведётся эксплуатация северной оконечности месторождения Чайво.

Несмотря на введённые санкции, компания надеется сохранить темпы геологоразведочных работ на шельфе. В прошлом году она вела ГРП на трёх направлениях: арктическом, дальневосточном и южном. В Арктике выполнено 20,434 тыс. пог. км сейсмики 2D на 6 лицензионных участках и 3D 800 км² на 2 участках.

Растёт и морская нефтегазодобыча в рамках проекта «Сахалин-1», осуществляемого с 1996 г. Напомним, это первое российское СРП предусматривает разработку трёх морских месторождений – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги – на северо-восточном шельфе острова Сахалин. В 2015 г. объём добычи нефти и конденсата в рамках проекта «Сахалин-1» превысил 8,3 млн т, потребителям на Дальнем Востоке поставлено свыше 2,3 млрд м³ газа. В прошлом году с уникальной стационарной морской платформы «Беркут», введённой в эксплуатацию на Аркутун-Даги в

2014 г., была получена первая нефть. При установке платформы достигнут мировой рекорд по монтажу в открытом море методом надвига.

В апреле прошлого года на месторождении Чайво с платформы «Орлан» завершено бурение самой протяжённой скважины в мире (13,5 км) с горизонтальным участком ствола длиной 12,033 км. На скважинах применены высокотехнологичные системы заканчивания с устройствами контроля притока для ограничения прорывов газа и обеспечения максимальной добычи. Фактическая добыча нефти на Чайво в 2015 г. – 1,926 млн т, поставки газа в Хабаровский край составили 218,4 млн м³.

В 2016 г. «Роснефть» планирует выполнить более 26 тыс. пог. км сейсморазведочных работ 2D, более 2 тыс. км² сейсмики 3D, 67 тыс. км² аэрогеофизических исследований и ряд других операций.

Кроме того, совместное предприятие «Роснефти» и Statoil начало поисковое бурение на структуре Ульбериканская-1, расположенной в 420 км от порта Магадан. В течение сезона 2016 г. планируется также пройти бурением ещё одну скважину на участке Магадан-1 в Охотском море. Данные участки расположены к югу от границы Арктической зоны, но



глубина моря в районах бурения обеих скважин – менее 150 м. Поэтому они не подпадают под действие санкций, введенных в отношении России со стороны США и ЕС. Тем не менее, компании выбрали китайского бурового подрядчика – China Oilfield Services Limited (COSL). Так, на структуре Ульбериканская-1 работы ведутся с помощью полупогружной буровой установки Nanhai-9, которая прошла специальную модификацию для участия в проекте: была проведена комплексная подготовка к эксплуатации при отрицательных температурах, а также выполнен ряд работ для обеспечения экологической безопасности.

Ещё одна компания из КНР – China Shipbuilding & Offshore Co. Ltd. (CSOC) – примет участие в создании судовой верфи «Звезда». В частности, она осуществит поставку транспортно-передаточного дока грузоподъемностью 40 тыс. т, который будет использоваться для строительства морской техники. Такой вид устройств получил широкое применение в мировой судостроительной практике, однако в России ранее не использовался. Российская ВИНК надеется, что сотрудничество с CSOC позволит в перспективе привлечь и другие китайские компании к строительству на «Звезде» морской техники различной сложности.

Путеводная «Звезда» для «Роснефти»

Напомним, в середине 2015 г. дочернее предприятие «Роснефти» – «Современные Технологии Судостроения» (АО

«СТС») – завершило сделку по приобретению 75% минус 2 акции ОАО «ДЦСС», на базе которого строится крупнейшая в РФ гражданская верфь «Звезда». Её мощность должна составить 330 тыс. т обработки металла в год. Данный комплекс будет играть роль ядра, вокруг которого появятся предприятия судового машиностроения, а также производства необходимых материалов. Планируется, что уровень локализации судостроительных проектов достигнет 70%. Как отмечают в «Роснефти», ещё на этапе проектирования были заложены принципиально новые технологические решения, которые позволяют комплексу стать одним из самых современных в мире.

В 2016 г. «Роснефть» планирует выполнить более 26 тыс. пог. км сейсморазведочных работ 2D, более 2 тыс. км² сейсмики 3D, 67 тыс. км² аэрогеофизических исследований и ряд других операций.

В июне 2014 г., стремясь обеспечить загрузку «Звезды», «Роснефть» заключила соглашение о размещении на ней всех своих судостроительных заказов. Так же поступил и «Совкомфлот», а в январе 2016 г. их примеру последовали «Газпром» и «НОВАТЭК», разместив на ней свои первые заказы. В частности, на данном комплексе планируется строительство для «Роснефти» двух многофункцио-

нальных судов снабжения усиленного ледового класса Icebreaker-7. Они будут иметь длину около 100 м и смогут эксплуатироваться в особо тяжёлых условиях северных морей. Помимо этого предусмотрено строительство ещё двух судов-снабженцев.

В 2015 г. «Роснефть» подписала соглашения о сотрудничестве в области проектирования и строительства судов обслуживающего флота и морских буровых установок с рядом российских и иностранных технологических партнёров. Уже начато проектирование перспективных моделей судов. В частности, в 2015 г. в Санкт-Петербурге было создано СП с участием «Роснефти», General Electric и ООО «Прикладной инженерный и учебный центр «Сапфир»». Данный центр уже оказывает инженерную поддержку нескольким сухопутным проектам ВИНК (в частности, на Среднеботубинском и Куюмбинском месторождениях), а также участвует в реализации пилотного проекта по удалённому мониторингу и управлению оборудованием на объектах Рязанской нефтеперерабатывающей компании. В 2016 г. «Сапфир» проводит испытания нового электрического центробежного насоса на месторождениях «РН-Юганскнефтегаз», «РН-Ставропольнефтегаз» и «Самотлорнефтегаз».

В рамках создания СК «Звезда» специалисты центра займутся разработкой базовых решений для систем электродвижения судов и винто-рулевых колонок, устанавливаемых на судах и морских нефтегазовых сооружениях. Они также созда-

дуг программу локализации производства в России другого судового оборудования. Сейчас «Сапфир» прорабатывает различные варианты размещения промышленных площадок по выпуску винто-рулевых колонок, судового электрооборудования, фонтанной и устьевой арматуры.

«Роснефть» подписала соглашение об учреждении Центра инженерно-технического проектирования морских буровых установок с компаниями Keppel Offshore & Marine и MH Wirth. MH Wirth является ведущим мировым поставщиком буровых услуг, а Keppel Offshore & Marine – международный лидер в проектировании, строительстве и ремонте морских буровых установок, а также в специализированном судостроении. Новое СП, в котором российской ВИНК и Keppel Offshore & Marine будет принадлежать по 45%, а MH Wirth – 10%, займётся техническим проектированием буровых установок для работы на шельфе и инжинирингом.

«Мы рады, что проектировать новое оборудование будет международный консорциум, созданный «Роснефтью» совместно с крупнейшим мировым строителем и разработчиком шельфовых установок из Сингапура и ведущим мировым поставщиком бурового оборудования и технологий из Норвегии. Этот проект является примером того, как опыт и технологии лидеров мирового рынка могут быть использованы для решения глобальной задачи – освоения нефтегазоносного шельфа», – отметил глава компании Игорь Сечин.

Ещё один судостроительный и нефтесервисный кластер «Роснефть» планирует создать в Арктике. В феврале прошлого года ВИНК завершила сделку по покупке пакета 100% минус 1 акция «82 Судоремонтного завода», базирующегося в Росляково Мурманской области. Здесь планируется разместить опорную базу берегового обеспечения морских нефтегазовых проектов и другие мощности. В Росляково появятся: многофункциональный док с батопортами для производства бетонных оснований добычных платформ и заводов по производству СПП прибрежного базирования, стапельная площадка по модульной сборке верхних строений платформ, завод по производству устьевой арматуры, цеха по выпуску оборудования для ликвидации аварийных разливов нефти, прибрежная инфраструктура для стыковки верхних строений и бетонных оснований буровых платформ.

Кроме того, «Роснефть» планирует локализацию производства подводных добычных комплексов на базе сотрудничества с целым рядом иностранных компаний. По словам замдиректора департамента по локализации техники и технологий Валерии Банниковой, выступившей в ходе апрельского «Национального нефтегазового форума», в деле производства подводного добычного оборудо-

В рамках создания СК «Звезда» специалисты центра займутся разработкой базовых решений для систем электродвижения судов и винто-рулевых колонок, устанавливаемых на судах и морских нефтегазовых сооружениях.

вания российскую компанию готовы поддержать General Electric, FMC Technologies и Aker Solutions. Уже разрабатывается ТЭО проекта, который предполагается реализовать на судоремонтном заводе в Мурманске. «Роснефть» оценивает необходимые инвестиции по этому направлению в 6–7 млрд долларов. Среди перечня локализуемого оборудования – подводные манифольды и комплексы распределения энергии, фонтанная арматура, а также оконечное устройство райзеров и шлангокабелей. По информации Банниковой, сейчас «Роснефть» обсуждает с FMC Technologies и Aker Solutions возможности производства в России и другого оборудования для ПДК.

За границу – за морским опытом

Активно развиваются проекты российской компании за рубежом. Во Вьетнаме «Роснефть» является оператором проекта по геологоразведке на структуре PLDD на Блоке 06.1 (Rosneft Vietnam – 35%, ONGC Videsh – 45%, PetroVietnam – 20%). Данный проект реализуется на основе соглашения о разделе продукции и предусматривает разработку двух газоконденсатных месторождений – Лантай и Ландо, – расположенных в 370 км от берега на глубине моря до 190 м.

В 2013 г. «Роснефть» подписала также СПП на освоение вьетнамского Блока 05.3/11. Кроме того, она является участником проекта по сооружению морского трубопровода «Намконшон», по которо-

му осуществляется транспортировка газа и газоконденсата с шельфовых блоков (Rosneft Vietnam Pipelines – 32,7%, Perenco – 16,3%, PetroVietnam – 51%).

По итогам прошлого года добыча газа и конденсата на месторождениях Блока 06.1 составила 24,34 млн баррелей н. э. (в том числе 3,85 млрд м³ газа). В этом году на структуре PLDD Блока 06.1 и на Блоке 05.3/11 ведётся бурение двух поисковых скважин. Также планируется выполнить дополнительные сейсмические исследования 3D на Блоке 06.1. При этом «Роснефть» впервые выступает в качестве оператора проекта по бурению на зарубежном шельфе. Планируемая глубина скважины по стволу составит около 1380 м, а глубина моря в районе бурения – примерно 162 м. Дальнейшая разработка запасов может быть осуществлена при помощи скважин с подводным заканчиванием с подключением к уже действующей платформе Lan Tay.

Для бурения используется установка HAKURYU-5 японской компании Japan Drilling Co. Кстати, JDC участвовала в геологоразведочных работах на месторождениях северо-восточной части шельфа Сахалина: в 1977–1983 гг. буровыми установками HAKURYU-4 и HAKURYU-2 было пробурено 13 разведочных скважин, в том числе на месторождениях Чайво, Аркутун-Даги и Одопту. Таким образом, японская компания приняла участие в открытии всех трёх основных месторождений проекта «Сахалин-1».

В прошлом году «Роснефть» и американская ExxonMobil сформировали консорциум (доля российской стороны – 20%) для участия в 5-м лицензионном раунде в Республике Мозамбик. И в октябре данный консорциум получил право на освоение трёх блоков (A5-B, Z5-C и Z5-D), расположенных на шельфе страны.

Кроме того, российская компания прорабатывает возможность самостоятельного участия в проекте по разработке газовых месторождений Мехильонес, Патао и Рио Карибе на шельфе Венесуэлы с перспективой производства и экспорта газа в виде СПГ.

«Роснефть» также нацелена на расширение своего участия на мировом рынке сжиженного природного газа. В мае нынешнего года Rosneft Trading SA выполнила первую поставку СПГ на танкере GOLAR ICE в египетский порт Айн Сохна. Сжиженный газ был приобретён на международном рынке по спотовому контракту.

«ГАЗПРОМ» МЕНЯЕТ РОССИЮ НА НОРВЕГИЮ

Активные работы на шельфе продолжает и «Газпром». Ему принадлежат 33 участка в российских акваториях, в том числе 20 в Карском море, семь в Баренцевом, пять в Охотском и один в Азовском. ГРП в настоящее время ведутся на 25 участках. В общей сложности газовый концерн уже провёл сейсмические исследования 2D в объёме 11,75 тыс. пог. км, 3D – свыше 23,2 тыс. км². Пробурено 11 поисково-разведочных скважин, благодаря чему было открыто 10 новых месторождений.

В 2015 г. геологоразведка велась на Кириновском лицензионном участке в Охотском море. Кроме того, осуществлялась доразведка Южно-Кириновского месторождения. С 2010 г. на нём было пробурено 8 поисково-разведочных скважины (две в прошлом году). Его извлекаемые запасы по категориям C₁ + C₂ превысили 706 млрд м³ газа и 115 млн т нефти и конденсата. Именно Южно-Кириновское обеспечило компании самый большой прирост запасов газа – 213,2 млрд м³. Специалисты «Газпрома» оценивают потенциал увеличения запасов на данном месторождении по категории C₁ ещё в 247,6 млн т у. т. В прошлом году здесь были обнаружены 34,5 млн т нефти и конденсата. В 2015 г. компания также вела изучение Восточно-Одоптинского и Аяшского лицензионных участков.

Выполнялись сейсмические исследования и в Арктике, на шельфе Карского и Баренцева морей. Сейсмика 3D проводилась на 16 арктических лицензионных участках в объёме 6,7 тыс. км².

В 2016–2025 гг. «Газпром», согласно своим лицензионным обязательствам, должен провести на шельфе 45,1 тыс. км² сейсморазведки 3D, а также пробурить 46 поисково-разведочных скважин.

В мае нынешнего года две ППБУ, принадлежащие «Газпром флоту» – «Полярная звезда» и «Северное сияние», – вернулись после планового ремонта на китайской верфи в Татарский залив (порт Холмск), где готовятся к предстоящему буровому сезону на Кириновском газоконденсатном месторождении. Обе установки шестого поколения предназначены для работы в суровых климатических условиях, способны проводить разведочное и эксплуатационное бурение газовых и нефтяных скважин глубиной до 7,5 км при глубине моря от 70 м до 500 м и температуре воздуха до –30 °С. На Кириновском им предстоит пробурить скважины под номерами P1, P2, P3 и P7. Кроме того,

«Газпром геологоразведка» запланировала в этом году выполнение на шельфе сейсмических работ в объёме 15 тыс. км².

Но главными объектами изучения на шельфе в ближайшие годы должны стать прилегающие к ЯНАО акватории – Нармеевский, Скуратовский, Белоостровский, Ленинградский и Русановский участки. В то же время «Газпром» меняет свою стратегию в отношении Баренцева моря. Ранее там намечалось в период до 2025 г. выполнить 20 тыс. пог. км сейсморазведки 2D и 9 тыс. км² 3D, а также пробурить 12 поисково-разведочных скважин. Но теперь, исходя из экономической целесообразности и существующей конъюнктуры на рынке, данные планы сокращены.

Вместе с тем, «Газпром» пока не отказывается от новых морских геологоразведочных проектов на арктическом направлении. Как отмечает начальник

Главными объектами изучения на шельфе в ближайшие годы должны стать прилегающие к ЯНАО акватории – Нармеевский, Скуратовский, Белоостровский, Ленинградский и Русановский участки.

управления по обеспечению производства компании «Газпромнефть-Сахалин» Алексей Фадеев, в планах этого предприятия на ближайшие годы – выполнение больших объёмов сейсмики и бурение пяти новых скважин на Долгинском, Северо-Врангелевском и Хейсовском лицензионных участках.

Так же, как и «Роснефть», за шельфовым опытом «Газпром» устремляется в зарубежные проекты. В прошлом году оператор заграничных проектов концерна – Gazprom International – вёл поисковые и разведочные работы на шельфе Вьетнама и Северного моря.

С 2013 г. Gazprom International и PetroVietnam осуществляют промышленную добычу на месторождениях Мок Тинь и Хай Тхат, расположенных в пределах лицензионных блоков № 05-2 и № 05-3 в юго-западной части Южно-Китайского моря. Их извлекаемые запасы – 35,9 млрд м³ газа и 15,2 млн т газоконденсата. В 2016 г. на блоках № 05-2 и № 05-3 планируется добыть 2 млрд м³ газа. Для этого с двух добычных платформ должны быть пробурены 16 эксплуатационных скважин.

Недавно в акватории Вьетнама с использованием самых передовых технологий пробурили глубоководную скважину протяжённостью 1638 м. В результате было открыто газовое месторождение Тан Биен. Операционная компания «Вьетгазпром», созданная на паритетных началах «Газпромом» и PetroVietnam, ведёт также разведку на блоках №№ 112, 129–132.

В 2015 г. «Газпром» активно работал и на шельфе британского и нидерландского секторов Северного моря. Так, Gazprom International участвует в проекте по освоению газового месторождения Вингейт. Его доля составляет 20%, ещё 49,5% принадлежит Wintershall Noordzee (оператор), 15% – Gas Union (Германия) и 15,5% – ХТО UK (Великобритания). Месторождение Вингейт было открыто в 2008 г. в нефтегазоносном бассейне Сильверпит в пределах британского сектора Северного моря. В 2015 г. здесь была введена в эксплуатацию уже пятая скважина. Газ, добываемый на этом месторождении, поступает на терминал, расположенный на побережье Нидерландов.

В проекте Винчелси (британский сектор Северного моря) Gazprom International также владеет 20%. Пока на участке пробурена только поисковая скважина.

У «Газпрома» есть и доли в лицензиях D12b (нидерландский сектор) и P2135 (британский сектор). Здесь находится перспективная структура Силлиманит, которую разрабатывают два консорциума. В первый из них входят Wintershall Noordzee (оператор, 30,1%), Gazprom International (17,6%), GDF Suez NL (5,2%), Oranje-Nassau (7%) и EBN B.V. (40%). Во второй – Wintershall Noordzee (50,2%), Gazprom International (29,3%), GDF Suez UK (8,7%) и Oranje-Nassau (11,7%). Оба консорциума договорились о совместном бурении скважины, давшей в 2015 г. промышленный приток углеводородов.

Кроме того, благодаря обмену активами с немецкой Wintershall и австрийской OMV «Газпром» получил доступ более чем к 90 лицензионным участкам на норвежском континентальном шельфе – в Северном, Норвежском и Баренцевом морях. Среди наиболее интересных проектов, в которых будет участвовать российская компания, – недавно запущенное в эксплуатацию североморское месторождение Эдвард Григ, а также перспективный арктический проект Вистинг. Таким образом, отказываясь от своих обязательств по геологоразведке в российской части Баренцева моря, «Газпром» будет активно вести её в норвежском секторе. ■



ПЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ 2016

7 СЕНТЯБРЯ

ПЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

СУГ 2016

15 СЕНТЯБРЯ

ПЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

СПГ И КПГ 2016

20 СЕНТЯБРЯ

РЕКЛАМА

Данные конференции пройдут в отеле «Балчуг Кемпински Москва»

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПРЕДСТОЯЩИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ
В ОРГКОМИТЕТЕ ПО ТЕЛ.: +7 (495) 797-49-07 ИЛИ E-MAIL: ORG@CREONENERGY.RU



Как объединить производство и коммерцию

В меняющихся рыночных условиях важно согласовать системы планирования ресурсов и управления технологическими процессами на нефтехранилищах

Р ДЖАЙЯПРАКАШ,
Арьен ван ден БРУККЕ
(подразделение «Промышленная автоматизация» корпорации Honeywell, США)

С учётом текущих цен на нефть, достигших в январе шестилетнего минимума, и при прогнозируемой стоимости 40 долларов за баррель потребность нефтехранилищ оперативно и эффективно реагировать на меняющиеся рыночные условия очевидна, как никогда. В январе аналитики Международного энергетического агентства (МЭА) предупреджали, что избыток сырья приведёт к быстрому заполнению хранилищ нефтепродуктов.

Однако в случае принятия своевременных мер компании в этом и в других сегментах рынка смогут извлечь пользу из складывающейся ситуации и при этом избежать эксплуатационных ограничений, нехватки производственных мощностей, угроз безопасности и прочих проблем. Для этого нужно эффективно согласовать между собой системы планирования ресурсов предприятия (Enterprise resource planning, ERP) и системы управления рабочими и технологическими процессами.

НЕЭФФЕКТИВНЫЙ И НЕТОЧНЫЙ ПРОЦЕСС

В ERP-системах фиксируется и хранится подробная информация по договорам: условия и положения, цены, расходы и – что особенно важно для работы – обязательства по поставкам заказчикам. Системы управления рабочими и технологическими процессами включают Систему автоматизации терминала (Terminal Automation System, TAS) с производственным архивом, при помощи которой осуществляется отслеживание и контроль операционной среды, а также обеспечение данными по измеренным параметрам резервуаров и распределению нефтепродуктов. Затем Систе-

ма оперативного управления производством (Manufacturing execution system, MES) преобразует все эти данные в объёмы запасов, производственные планы и ограничения, графики техобслуживания и – что наиболее существенно для планирования ресурсов предприятия – реальные показатели учёта отгрузки нефтепродуктов заказчикам.

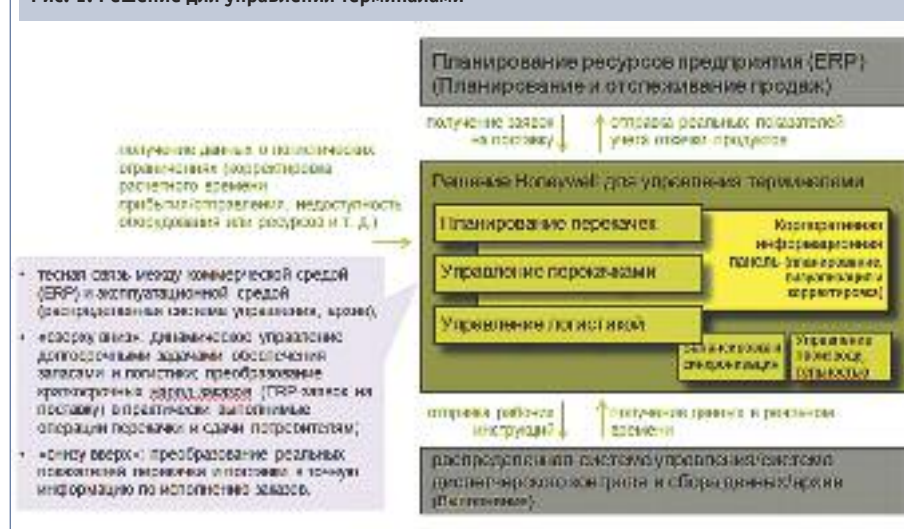
Эти две рабочие среды предприятия отражают, с одной стороны, его коммерческую составляющую, а с другой – рабочие процессы. Система планирования ресурсов фиксирует передвижение денежных средств, а система автоматизации терминала и другие системы управления технологическими процессами – потоки нефтепродуктов. Их следует объединить. Результат такого слияния (углубление интеграции и координации между ними) в значительной степени определит успешность, эффективность и рентабельность предприятия.

Без чёткого согласования этих двух систем те предприятия, которые используют бизнес-системы (ERP), могут принимать на себя обязательства по поставкам продукции заказчикам, но не имеют возможности проверить их осуществимость (учитывая запасы, запланированные темпы производства, загрузку установок, работы по техобслуживанию и другие эксплуатационные ограничения). Кроме этого ERP-системы не дают сведений о том, когда и как был выполнен тот или иной заказ, соответствовал ли он заданному графику, спецификациям и объёмам. Аналогичным образом в производственной среде нет оценки бизнес-требований и того, какое влияние темпы производства, перемещение материалов или работы по техобслуживанию могут на них оказывать.

Фактически в обоих случаях решения принимаются без учёта или оценки общей картины, поскольку отсутствуют механизмы бесшовного обмена информацией между системами, такие как загрузка сведений о заказе/поставке из ERP-системы в систему TAS или отправка обратно информации о загрузке/резервуаре.

На всех терминалах знают об этом, поэтому на определённом этапе технологического процесса осуществляется сравнение, согласование и распределение информации и операций ERP-системы и внешних производственных данных. Как правило, это ручной, трудоём-

Рис. 1. Решение для управления терминалами



кий, медленный и неоптимизированный процесс, реализуемый посредством разрозненных специализированных систем и электронных таблиц. В лучшем случае, он осуществляется раз в месяц задним числом для консолидации и учёта – ежедневного выполнения такой работы не требуется. Иногда она делается в авральном режиме в рамках каких-либо коммерческих или технических задач. Например, для оценки незапланированного заказа или составления графика внепланового техобслуживания.

Заявки на поставку, сформированные в ERP-системе, принимаются в работу на месте или на удалённых площадках, где персонал составляет практически осуществимый план реализации этих заявок. Выполнение этого плана неизбежно зависит от любых изменений в производственных или логистических операциях. При условии успешного завершения перекачки и поставки операторы собирают по ним текущие данные и вручную формируют отчёт для отправки обратно в коммерческий отдел. Данные сравниваются с исходным заказом в системе планирования ресурсами (это необходимо, чтобы закрыть поставку).

На том или ином терминале отдельные составляющие этого процесса можно было бы автоматизировать или частично объединить с ERP-системой при условии, что они останутся изолированными и управляемыми вручную.

При этом на эксплуатацию терминала могут повлиять следующие факторы:

- регулярные затруднения из-за недостатка информации по всем рабочим показателям;

- неэффективные, вводимые вручную и подверженные ошибкам потоки данных и их дублирование;

- ошибки планирования при нехватке или переизбытке используемых мощностей;

- невозможность заранее выявить проблемы или найти нужные возможности;

- различные препятствия, не позволяющие быстро и эффективно устранять сбои;

- невозможность быстро проверить и проанализировать разные варианты планирования;

- непонимание контекста со стороны ответственных лиц из-за невозможности видеть все значимые данные.

Кроме того, частичная автоматизация технологического процесса, как правило, реализуется в виде специализированных точечных решений, внедряемых постепенно, по мере роста потребностей предприятия и в соответствии с текущим бюджетом. Разумеется, это ведёт к недостаточной интеграции и слабой поддержке таких приложений.

Объединяй и управляй

Терминалы нуждаются в лучшем решении, которое почти в реальном времени полностью объединит деятельность коммерческого и эксплуатационного секторов и устранил брешь между системой ERP (коммерческая среда) и системой TAS (эксплуатационная среда). Это должна быть единая, интегрированная система доступа ко всем рабочим элементам, включая наряды-заказы (заявки на поставку), производственные

задания, а также запланированные и реальные показатели смешивания и перекачки, учёта сдачи и доставки нефтепродуктов заказчиком посредством автомобильного, железнодорожного, морского транспорта и трубопроводов. Кроме того, требуется решение, построенное на стандартной платформе и модульных компонентах, которые можно использовать как независимо, так и комплексно.

Такая система управления терминалом позволяет принимать ERP-заявки на поставку, составлять практически осуществимые графики для всех требуемых операций перекачки и поставки, отслеживать их выполнение, кон-

дополнительных или изменённых параметров заказов, незапланированных работ по техобслуживанию или позднего прибытия транспорта. В имеющуюся технологическую инфраструктуру объекта также может быть внедрено то или иное модульное решение, основанное на соответствующих стандартных компонентах, не требующих специализированного программного обеспечения.

Итог – согласованные, достоверные данные и полный мониторинг рабочих процессов практически в реальном времени. Это позволяет сразу же оценить объём запасов, рассмотреть заявки заказчиков на техобслуживание либо отсрочку поставки, принять обоснован-

сами с использованием системы TMS, которая преобразует краткосрочные наряды-заказы (ERP-заявки на поставку) в практически выполнимые производственные задания (рабочие инструкции) и динамически управляет долгосрочными задачами обеспечения запасами и логистики. Второй – от систем управления технологическими процессами обратно в ERP-систему с переводом реальных показателей перекачки и поставки в точную информацию по исполнению заказов.

С функциональной точки зрения важно отметить, что эти компоненты охватывают все необходимые составляющие технологического процесса. Данное решение содержит ряд типовых модулей, тесно интегрированных друг с другом и с системой планирования ресурсами:

- составление графиков перекачки для динамического планирования транспортировки нефтепродуктов с учётом заявок заказчиков, предварительного анализа имеющихся и запланированных запасов, запланированного объёма производства, а также логистических данных (например, о загруженности трубопроводов и наличии транспортных средств);
- система управления смешиванием и перекачкой автоматически выполняет и отслеживает соответствующие операции на местах, а также синхронизирует данные с исходными заявками для учёта в системе ERP отгрузки нефтепродуктов заказчиком;

- управление логистикой обеспечивает всесторонний контроль над погрузо-разгрузочными операциями, включая управление доступом, распределение транспорта, заполнение диспетчерских указаний, выделение погрузочных площадок, взвешивание, планирование рабочих площадей, проверку разрешений на погрузку и защитной блокировки, выделение точного объёма продукта и онлайн-подтверждение, опечатывание и выписку транспортных накладных;

- единая информационная панель для совместной работы представляет собой многопользовательский интерфейс и панель инструментов. Она обеспечивает текущей информацией от других модулей и системы ERP.

Ряд этих модулей может уже присутствовать на предприятиях. Такое модульное решение обеспечивает интеграцию с ERP-системой и позволяет до-

Рис. 2. Как устранить разрыв?



тролировать загрузки/отгрузки, формировать типовые отчёты и сертификаты, а также отправлять итоговые показатели (реальные объёмы перекачки, данные о качестве и количестве отгрузок и загрузок) обратно в ERP для закрытия заказов.

И, что ещё важнее, благодаря полной интеграции коммерческих и эксплуатационных задач можно пользоваться преимуществами стандартного решения, которое в реальном времени обеспечивает непрерывный контроль поставок заказчикам и всех соответствующих операций. Это позволяет при исполнении заявок на поставку выявить любые противоречия и проблемы и уведомить о них персонал. Кроме того, появляется возможность смоделировать рабочие сценарии. Например, оценить влияние

ное решение по запросам на новые или скорректированные заказы, а также отследить изменение производственных показателей, запасов и сведений о приёме/отправке, оперативно сравнить ход выполнения с имеющимися планами.

С точки зрения приложений или ИТ-инфраструктуры система управления терминалом (TMS) занимает место между системой ERP и средой управления технологическими процессами (распределённая система управления, система диспетчерского контроля и сбора данных, архив данных). Она автоматически распределяет потоки соответствующих данных между различными отделами.

Данные передаются по двум каналам. Первый – от ERP-системы к системам управления технологическими процес-



полнить её недостающими функциями. Применение готового программного обеспечения даёт возможность получить экономичное и легко обслуживаемое решение, основанное на лучших отраслевых методах и наработках, накопленных при реализации предшествующих проектов.

ГЛАВНЫЕ ДЕТАЛИ «КОНСТРУКТОРА»

Кратко рассмотрим особенности вышеперечисленных модулей. **Планирование перекачек** необходимо для формирования практически осуществимого графика, благодаря которому ERP-заявки на поставку преобразуются в операционную деятельность. Система оперативного управления производством содержит модуль контроля рабочих процессов, который значительно упрощает планирование, наглядно отображает график и ход выполнения. Пользователи могут осуществлять полный мониторинг всех основных текущих и запланированных показателей объёмов запасов, производства, закачки и откачки.

За счёт интеграции с системой ERP пользователи всегда видят обновляе-

мые актуальные показатели эксплуатационных измерений и логистических операций. Краткое описание долгосрочных планов и подробные сведения о ближайших операциях смешивания, перекачки и поставки дают пользователям ощутимые преимущества.

Эта система непрерывно обновляет и распределяет наряды-заказы, сформированные в системе ERP, и сведения о всех зарегистрированных производственными системами физических перекачках для обеспечения согласованной работы. Она принимает от системы ERP заявки на поставку, а также информацию по логистическим ограничениям, например о задержках транспорта или простое оборудования на том или ином участке. После выполнения заказов благодаря наличию данных, поступающих в реальном времени от систем управления технологическим процессом, обратно в ERP-систему отправляются подробные сведения об откатке потребителю, что позволяет закрыть заказ.

По сравнению с традиционными системами на основе электронных таблиц динамическое управление долгосрочным балансом снабжения, запав-

сов, потребностей и логистики даёт, кроме экономии времени и оптимизации планирования, ещё три дополнительных преимущества:

- автоматическое оповещение персонала о возможных проблемах при выполнении заказов из-за ограниченных производственных мощностей, затруднений в снабжении, транспортных задержек, несвоевременного техобслуживания и других нарушений работы;
- моделирование проблемных ситуаций позволяет проверить определённые сценарии, что помогает, например, выбрать наиболее подходящее время для техобслуживания;
- реализация цепочки поставок становится совместной для всех участников в рамках предприятия, включая персонал отделов продаж, эксплуатации, техобслуживания и удалённых объектов, которым непрерывно предоставляется коммерческая и производственная информация без необходимости ведения трудоёмкой отчётности.

В системе **управления смешиванием и перекачкой** используется краткосрочный график, что позволяет оптимально реализовать данные операции. Система обеспечивает непосредственное

соблюдение графика смешения и перекачки на объектах, помогая избежать ошибок очередности или создания смесей, не соответствующих спецификациям. В зависимости от варианта внедрения данная система управления может либо отслеживать и контролировать операции смешивания и перекачки, либо автоматически их выполнять. В любом случае этот модуль является единственным источником всех данных от резервуарного парка, включая сведения о запланированных операциях, ходе выполнения текущих операций, запасах в резервуарах и сертификатах.

Управление физическим процессом перекачки нефтепродуктов в соответствии с графиком состоит из четырёх основных выполняемых модулем функций:

- отслеживание (и возможное выполнение) перекачек продуктов между резервуарами, трубопроводами или транспортными средствами;
- отслеживание (и возможное выполнение) смешиваний продуктов в резервуарах либо во время отгонки;
- управление рабочими процессами, связанными с этими операциями;
- сбор, обработка и распределение всех сопутствующих данных о смешивании/перекачке.

В свою очередь, **модуль управления логистикой** позволяет отслеживать поставку нефтепродуктов автомобильным, морским и железнодорожным транспортом, управлять идентификацией, верификацией, аутентификацией, осуществлять рабочие процессы, связанные с загрузкой и разгрузкой терминала, а также собирать и отправлять все сопутствующие данные о перекачках в другие системы, включая ERP. Как правило, с его помощью можно также управлять отдельными логистическими операциями терминала, например контролем доступа и маршрутизацией для автоцистерн, сбором данных от автовесов и проверкой установленных процедур и защитной блокировки на погрузочных площадках.

Как и в случае с упомянутыми выше модулями, система управления логистикой является стандартным решением, которое нужно лишь настроить в соответствии с имеющимися бизнес-процессами. Такая модульная инфраструктура может внедряться по мере необходимости, а также обновляться и обслуживаться с помощью стандартного программного обеспечения. Эта си-

стема обеспечивает автоматически настраиваемую интеграцию со следующими компонентами:

- предустановками и виртуальными предустановками;
- системами контроля доступа;
- системами безопасности, пожарной и газовой защиты;
- системами аварийного останова;
- системами охраны и наблюдения (цифровые и CCTV-системы видеонаблюдения).

При использовании упомянутых выше модулей система управления терминалами обеспечивает комплексное и интегрированное решение, которое тесно связывает производственную деятельность с бизнес-задачами:

- балансировка потребности, запасов, снабжения, поставок, перекачек и логистики в долгосрочной перспективе с возможностью формирования краткосрочных графиков;
- мониторинг и выполнение перекачек и смешивания нефтепродуктов по графику;
- управление всеми операциями загрузки и отгрузки на терминале.

К этому можно добавить регулярную балансировку и синхронизацию всех данных о перекачках и запасах, что гарантирует их точную и целевую передачу в систему ERP или любую другую систему. Кроме того, для оценки ключевых показателей эффективности и отслеживания производительности можно использовать модуль управления производительностью.

Пазл сложился

Хотя некоторые из этих компонентов могут быть частично внедрены на ряде терминалов, они редко используются совместно в эффективной интегрированной среде. Применение всей цепочки в пределах единой системы и глубокая интеграция компонентов друг с другом и ERP-системой дают ощутимый результат.

За счёт интеграции недостающих функций система управления терминалом позволяет операторам и владельцам повысить его эффективность и расширить возможности. А благодаря реализации всех рабочих процессов и внедрению автоматизированных потоков данных, персонал может сосредоточиться на выполнении своих обязанностей и не тратить время на ручной ввод данных, составление электронных таблиц, формирование отчётов и дру-

гую рутинную работу. Кроме того, полная системная автоматизация позволяет использовать информацию от других модулей. Доступ к ней осуществляется через информационную панель, которая представляет собой основную инновацию.

Эта панель обеспечивает централизованное и согласованное отображение всех рабочих процессов, заказов и планов, которые могут просматриваться, отслеживаться и перепроверяться пользователями со всего предприятия – как из коммерческого отдела, так и с производства. Сотрудники на производстве в состоянии ясно видеть поставленные бизнес-задачи и приоритеты, а управляющий персонал получает возможность принимать решения с учётом эксплуатационных ограничений и влияния параметров заказов на объём запасов и перекачек.

Информационная панель оснащена удобным интерфейсом для оперативного просмотра важных данных. Она позволяет акцентировать внимание на проблемах и реализовать моделирование сложных ситуаций. Пользователи смогут быстро получить ответ на ключевые вопросы.

- Темпы производства и работа терминала реализуются по графику?
- Сможет ли терминал принять крупный заказ?
- Работает ли план повышения производительности?
- Как повлияет затяжной капитальный или плановый ремонт на работу?
- Какие перекачки следует выполнить в заданный день?
- Сертифицирован ли продукт в конкретном резервуаре?
- Какой объём был только что поставлен с данного терминала?
- Что произойдёт, если закачка превысит заданное время?

Преимущества автоматизации и интеграции проверены и получили высокую оценку на терминалах по всему миру. Внедрение всесторонней системы управления, охватывающей все рабочие процессы, свидетельствует о том, что оптимальное технологическое решение заключается не только в простом сложении отдельных частей. Такое решение позволяет расширить функциональность на всех этапах работы, а также даёт возможность повысить эффективность и рентабельность предприятия. ■

2016–2017

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ITE

Global Oil&Gas

17 мероприятий
12 стран

Connecting
your business
to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
6–9 июня 2017 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM
24–25 мая 2017 | Лондон

ГРЕЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST EUROPE
AND MEDITERRANEAN
2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»
28–29 сентября 2016 | Афины

ЕГИПЕТ

GLOBAL OIL & GAS MIDDLE EAST
AND NORTH AFRICA
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА
И СЕВЕРНОЙ АФРИКИ»
17–19 сентября 2017 | Каир

ИНДИЯ

IORS
22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»
10–11 августа 2016 | Мумбаи

PETROTECH

5–7 декабря 2016 | Нью-Дели

КАЗАХСТАН

KIOGE

24-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
5–7 октября 2016 | Алматы



GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU
10-я МАНГИСТАУСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ,
ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА»
8–10 ноября 2016 | Актау

МЬАНМА

GLOBAL OIL & GAS MYANMAR

3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18–19 октября 2016 | Янгон

РОССИЯ

VI ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
(выставка и конгрессная программа)
4–7 октября 2016 | Санкт-Петербург



MIOGE

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
27–30 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

RPGC

13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE
27–29 июня 2017 | Москва
Крокус Экспо

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

ТУРКМЕНИСТАН

TGC

8-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
24–25 мая 2017 | Туркменбаши

ТУРЦИЯ

WEC

23-й МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
9–13 октября 2016 | Стамбул

NEW

GLOBAL OIL&GAS TURKEY

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРЦИИ»
Май 2017 | Стамбул

УЗБЕКИСТАН

OGU

21-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
17–19 мая 2017 | Ташкент



ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

23-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»
31 октября–4 ноября 2016 | Кейптаун

ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана международная сеть офисов ITE: 32 офиса в 20 странах мира, в том числе 5 офисов в России.

Портфель нефтегазовых мероприятий ITE включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах. 2016–2017гг.: 17 мероприятий в 12 странах.

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).



ITE МОСКВА

+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com



Индия делает ставку на ВИЭ

Ограниченность собственных углеводородных ресурсов заставляет страну искать новые эффективные пути обеспечения своей энергетической безопасности



Дхармендра ПРАДХАН,
экс-министр энергетики Индии

Энергетическая ситуация в Индии является чрезвычайно сложной. Для экономического развития и улучшения качества жизни быстро растущего населения страна нуждается в энергии. Около 600 млн индийцев не имеют доступа к электроэнергии и около 800 млн используют биомассу в качестве основного источника энергии для приготовления пищи (в целом в Азиатско-Тихоокеанском регионе почти у 1 млрд человек нет доступа к электроэнергии и около 1,7 млрд зависят главным образом от использования традиционной биомассы).

Обеспечение чистой энергией всех отраслей и граждан является существенным фактором ускоренного роста экономики страны, а также повышения индекса человеческого развития (по которому Индия в настоящее время проигрывает развитым и некоторым развивающимся странам).

Основная цель комплексной политики в сфере энергетики – удовлетворить энергетические потребности всех секторов экономики и домохозяйств во всех частях страны. Причём необходимы безопасные, чистые и удобные виды энергии с наименьшим затратным механизмом.

Энергетическая безопасность занимает центральное место в осуществлении внешних связей Индии. Растут её инвестиции в нефтяные и газовые проекты за границей. Также активно развиваются политические взаимоотношения со странами-поставщиками нефти, в частности из Западной и Центральной Азии.

Индия использует все имеющиеся собственные энергетические ресурсы, включая возобновляемые источники энергии. При этом уголь является основным топливом, и, скорее всего, эта ситуация сохранится в обозримом будущем. Возобновляемые источники, такие как ветровая, геотермальная, солнечная и гидроэнергетика, составляют лишь 2% в индийском топливном балансе. Ядерная энергетика занимает в нём всего 1%. И эта тенденция, по всей вероятности, тоже сохранится в ближайшей перспективе.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ Индии

Углеводородные ресурсы Индии оцениваются примерно в 28 млрд т н. э. Из них приблизительно 44% расположены на суше, 56% – на шельфе. Но превращение предполагаемых ресурсов в доказанные запасы и обеспечение их промышленной добычи – серьёзная задача для индийского НКК.

Что касается доказанных запасов нефти, то они составляют около 760 млн т. Из них 45% сосредоточены на западном шельфе, 23% – в штате Ассам, 18% – Гуджарат, 9% – Раджастан. Запасы природного газа оцениваются в 1,33 трлн м³. Основные объёмы залегают на восточном и западном шельфах (35% и 32% соответственно), а также в штате Ассам (10%).

В целом на Индию приходится 0,6% мировых запасов нефти и 0,8% газа. Для обеспечения энергетической безопасности страны, в которой проживает 17% мирового населения, этого явно недостаточно.

Ресурсы угля в Индии составляют 293,5 млрд т, в том числе 40% приходится на доказанные запасы. Бурый уголь преобладает в западных и южных районах страны, в то время как другие его виды находятся в северо-восточном и центральном районах. Однако добыча угля сдерживается несколькими факторами. В частности, значительная доля запасов расположена в глухих лесах или вблизи населённых пунктов, а также под руслами рек. Это делает их разработку очень дорогой. Кроме того, индийский уголь имеет высокую зольность.

Большую роль играет и экологический фактор. Поскольку в энергетическом балансе Индии значительна доля угля, то угольная генерация уже обеспечивает свыше 50% выбросов CO₂. Но, по мнению большинства экспертов, объём данных выбросов на единицу ВВП будет снижаться. Кроме того, власти страны предпринимают ряд важных шагов для компенсации данного экологического ущерба. В частности, за счёт увеличения площади лесов. Масштабы лесопосадок составляют 0,8 млн га в год. Это поможет компенсировать 11% годовых выбросов CO₂.

Установленная мощность гидроэлектростанций на 2013 г. составляла около 40 тыс. МВт (что обеспечивает порядка 17% общего производства электроэнергии в стране). Следует отметить, что потенциал гидроэнергетики в Индии является одним из самых больших в мире.

Объёмы использования ядерной энергии в Индии незначительны. Нарастаю-

щие темпы развития данной отрасли замедлились в силу различных причин, в первую очередь из-за технологических трудностей, дефицита топлива, общественных протестов и задержек при приобретении земель под АЭС.

В абсолютном выражении использование возобновляемых источников энергии в Индии в настоящее время также является незначительным. Так, в 2014–2015 гг. ветровые электростанции генерировали 28 млн кВт • ч электроэнергии, что эквивалентно 2,6% от её общего производства в стране.



Большое внимание Индия уделяет повышению энергетической эффективности, в частности, за счёт усовершенствования конструкций автотранспорта, зданий и техники. Развиваются рыночная торговля сертификатами энергоэффективности и другие механизмы, направленные на финансирование мероприятий по сокращению удельного потребления энергии (включая налоговые льготы).

КАК ОБЕСПЕЧИТЬ РАСТУЩИЕ АППЕТИТЫ

Индия является четвёртым по величине потребителем энергии в мире, уступая только США, Китаю и России. Но в силу вышеупомянутой ограниченности собственных энергоресурсов она сталкивается с серьёзной проблемой в обеспечении доступа к эффективным, недорогим и экологически чистым источникам энергии. Особенно это касается топлива для удовлетворения бытовых потребностей (для приготовления пищи) значительной части населения, большинство которого живёт в сельской местности. Выборочные

исследования 2009–2010 гг. показали, что в сельской местности сохраняется зависимость от дровяного топлива. Доля домохозяйств, использующих дрова, в 2009–2010 гг. достигала 76,3%, что всего на 2% меньше, чем в 1993–1994 гг. Хотя доля сжиженного углеводородного газа (СУГ) за тот же период увеличилось с 2% до 11,5%. Это произошло за счёт снижения использования навоза, а также керосина и других источников.

В городских районах зависимость от дров для приготовления пищи снизилась с 30% до 17,5%, от керосина – с 23,2% до

6,5%, в то время как доля СУГ выросла более чем в два раза – с 30% до 64,5%.

В целом же на биомассу (дрова и навоз) приходится около четверти энергии, потребляемой в Индии. Это вызывает озабоченность, учитывая значительное негативное воздействие на здоровье людей от сжигания такого топлива. Переход к экологически чистым источникам энергии будет иметь последствия не только для энергетической безопасности, но и в плане социального прогресса.

По данным исследования, выполненного Федерацией индийских торгово-промышленных палат (FICCI), Индия потребляет 4,4% от общего мирового объёма первичной энергии (524,2 млн из 12 млрд т н. э.). Причём если в глобальном масштабе данный показатель за последнее десятилетие вырос на 2,6%, то в Индии – на 6,8%.

В 2013 г. доминирующим топливом оставался уголь, его доля в общей структуре потребления составляла 54,5%. На нефть приходилось 29,5%, на природный газ – 7,8%, на прочие источники – 8,3%.



Около 78% потребления нефти и 25% газа покрывается за счёт импорта. Считается, что в ближайшие годы зависимость от внешних поставок нефти достигнет 90%.

В исследовании FICCI делается вывод, что даже если Индия станет в полной мере эксплуатировать свой гидроэнергетический потенциал, в 40 раз увеличит мощности ВИЭ и в 20 раз – использование ядерной энергии, то в 2031–2032 гг. ископаемые виды топлива будут по-прежнему занимать значительную долю в её энергопотреблении (от 74% до 85%).

В свою очередь, Институт топливно-энергетических ресурсов Индии в недавнем исследовании тоже пришёл к выводу, что энергоснабжение страны в значительной степени зависит от ископаемых видов топлива. Они обеспечивают около трёх четвертей от общего объёма поставок первичной энергии, в том числе на уголь приходится 40%, нефть – 22%, природный газ – 8%. Доля традиционной биомассы составляет 26%, гидроэнергии – 2%, ядерной энергии – 1%, ВИЭ – 1%.

По расчётам данного института, доступ к электроэнергии имеют 67% населения, а к современным энергоносителям для приготовления пищи – 29%.

При этом по состоянию на 2011 г. зависимость от импорта нефти достигала 76%, угля – 23%, газа – 21%, что служило угрозой для энергетической безопасности страны. Данная ситуация усугубляется геополитической неопределённостью в крупных странах-поставщиках нефти, в основном на Ближнем Востоке и в Северной Африке. Кроме того, возрастающий

импорт отрицательно влияет на валютные резервы страны.

Следует также отметить, что в Индии произошло снижение внутреннего производства газа, что вызвало значительные проблемы с его поставками, особенно в электроэнергетике и производстве минеральных удобрений. А процесс строительства трансграничных трубопроводов (Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия и Иран – Пакистан – Индия) проходил очень медленно. И хотя в последнее время были предприняты некоторые шаги в этом направлении, но, учитывая сложные отношения между Индией и Пакистаном и сохраняющуюся неопределённость ситуации в Афганистане, будущее в данной области кажется довольно мрачным.

Каковы же перспективы увеличения потребления энергии в Индии? Это будет зависеть в первую очередь от динамики роста ВВП. По данным индийской Центральной статистической организации, с 2000-го по 2012 г. ВВП страны с учётом инфляции

увеличивался более чем на 7% в год, но затем темпы несколько снизились.

По мнению экспертов, если скорость роста ВВП достигнет 9% (как это планирует национальное правительство), то потребность в первичной энергии резко возрастёт даже при условии применения энергосберегающих технологий.

Помимо динамики ВВП, большую роль станут играть ещё три фактора. Во-первых, растёт количество автомобилей, к 2030 г. оно должно достигнуть 200 млн. Во-вторых, повышаются доходы среднего класса, что будет способствовать изменению образа жизни и более интенсивному потреблению энергии. В-третьих, направленность индийской экономики начнёт меняться с аграрного производства на промышленное.

Предполагается, что в 2016–2017 гг. внутреннее производство энергии в стране достигнет 669,6 млн т н. э., а в 2021–2022 гг. – 844 млн т. Это обеспечит соответственно 71% и 69% от её потребностей. Следовательно, объёмы импорта энергоресурсов составят 267,8 и 375,6 млн т.

Согласно расчётам индийской плановой комиссии, рост потребления первичной энергии примерно на 5,8% в год потребует использования таких ресурсов, как древесина и навоз. Чтобы полностью заменить данные источники, коммерческое энергоснабжение должно расти приблизительно на 6,8% в год, а потребление энергии на единицу ВВП – сократиться на 20% в течение 10 лет.

По оценкам экспертов, коммерческое потребление энергии увеличится за 30 лет в 7,5 раза, с 285 млн т н. э. в 2001 г. до 2123 млн т в 2031 г. (базовый сценарий). В исследовании учтены и альтернативные сценарии экономического роста. В частности, если динамика ВВП составит 5,9% в год, то потребность в энергии увеличится лишь до 1579 млн т (вариант LG). А если темпы ВВП достигнут 10%, то

Табл. Сценарии динамики энергопотребления в Индии, млн т н. э.

Варианты сценариев	2001–2002 гг.	2006–2007 гг.	2011–2012 гг.	2016–2017 гг.	2021–2022 гг.	2026–2027 гг.	2031–2032 гг.
Коммерческие источники (BAU)	285	391	527	749	1046	1497	2123
ВИЭ (REN)	285	391	524	740	1033	1479	2097
Ядерные источники высокой мощности (NUC)	285	391	527	749	1030	1455	2061
Высокоэффективные источники (EFF)	285	379	479	623	838	1131	1542
Гибридные источники (HVB)	285	379	478	619	823	1101	1503
Медленный рост (LG)	285	361	456	605	816	1134	1579
Быстрый рост (HG)	285	435	638	962	1438	2186	3351
Быстро растущие гибридные источники (HNVB)	285	405	544	760	1087	1576	2320

энергопотребление может составить 3351 млн т (вариант НГ) (см. табл.).

В исследовании делается вывод, что даже если выработка гидро-, атомной и возобновляемой энергии увеличится примерно в шесть раз в течение 2001–2031 гг., то она сможет обеспечить лишь 4,5% от общего объёма потребностей в энергии. Применение эффективных технологий может уменьшить потребление энергии примерно на 581 млн т к 2031 г. Однако три основных вида топлива – уголь, нефть и газ – будут оставаться наиболее значимыми в энергетическом балансе Индии в течение последующих трёх десятилетий.

Выходы из энергетического тупика

Итак, разрыв между спросом и предложением на энергоресурсы в Индии увеличивается с каждым годом. Ещё в 2008 г. в стране была принята Комплексная энергетическая программа, нацеленная на удовлетворение растущих потребностей в энергии. Она предусматривает, во-первых, изменение налоговой системы с целью обеспечения равных условий для всех игроков и стимулирование производства энергоресурсов. А во-вторых, содействие повышению энергетической эффективности за счёт внедрения новых энергетических стандартов и улучшений в системе производства и распределения энергии. Этого предполагается добиться путём поощрения национальных исследований, развития высоких технологий и обеспечения свободного доступа к передовым зарубежным энерготехнологиям.

Энергетическая безопасность стала важнейшим элементом во внешней и внутренней политике нового премьер-министра Индии Нарендра Моды. В частности, для повышения управления в сфере ТЭК были объединены три министерства – по добыче углеводородов, новым и возобновляемым источникам энергии и угольным ресурсам. Созданы также межведомственные форумы для улучшения координации и ускорения согласования решений.

В обозримой перспективе основной энергоресурс Индии – всё же уголь. При этом растёт его импорт. Если в 1989–1990 гг. доля поставок из-за рубежа составляла лишь 2,3% от потребления, то в 2010–2011 гг. – уже 11,1%. При сохранении данной динамики к 2030–2031 гг. этот показатель превысит 20%. Поэтому правительство Индии предпринимает ряд шагов по улучшению ситуации в угольной промышленности. В частности, планируется внедрение новых, экологически чистых,

экономически эффективных и безопасных способов добычи и использования угля.

Что касается углеводородного сырья, то здесь также высока зависимость от зарубежных поставок. Так, доля импорта в общем потреблении нефти выросла с 43% в 1989–1990 гг. до 76% в 2010–2011 гг. Предполагается, что такая тенденция может сохраниться вплоть до 2030 г.

Спрос на природный газ в стране тоже расширяется. МЭА отмечает, что индийский рынок в течение последних 20 лет является одним из самых быстрорастущих в мире, и прогнозирует, что средняя динамика потребления в период 2007–2030 гг. составит около 5,4% в год.

В связи с этим правительство Индии провозгласило новую политику в сфере лицензирования углеводородных месторождений. Для разведки и разработки планируется привлечение частных и иностранных инвесторов. Также активизируется реализация проектов по строительству новых газопроводов, таких как Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия (ТАПИ) и Иран – Пакистан – Индия.

Создаются и стимулы для возобновляемых источников энергии. В июле 2015 г. правительство Индии разработало проект Национального закона о ВИЭ. В частности, в нём предлагается закрепить минимальную долю возобновляемых источников в общем объёме поставок электроэнергии. Это способствовало бы интеграции ветровых и солнечных электростанций, а также малых ГЭС в единую энергетическую систему. Должны быть сформированы и условия для разработки и внедрения коммерческих технологий в сфере ВИЭ.

Как заявил Н. Моди, в течение ближайшего десятилетия мощности ветровой генерации должны увеличиться с 25 до 50 ГВт. Для этого имеются неплохие возможности. Так, потенциал ветровой энергии в стране достигает 49130 МВт. Индия также намерена стать мировым лидером в области использования солнечной энергии, увеличив за 10 лет мощности с нынешних 2,5 МВт примерно до 100 ГВт. Для этого создана Национальная солнечная миссия им. Джавахарлала Неру. Уже реализован ряд конкретных проектов, в частности полностью переведён на солнечную энергию аэропорт в г. Кочи.

Индия также подчёркнуто обратилась к использованию атомной энергии. Сейчас её вклад в энергобаланс очень мал. В 2013–2014 гг. на 5,3 ГВт ядерных мощностей было выработано 35 млрд кВт • ч электроэнергии. Но к 2050 г. за счёт масштабных инвестиционных вливаний пла-

нируется увеличить долю атомной энергетики до 25%. Новый премьер-министр призвал уже к 2024 г. утроить ядерный потенциал страны, доведя его до 17 ГВт. Поездки Н. Моды в Канаду, Францию, Россию, Австралию и страны Центральной Азии были нацелены на обеспечение поставок урана и получение доступа к современным атомным технологиям.

Эксперты отмечают, что масштабы использования ядерной энергии зависят от успеха Индии в разработке реактора на быстрых нейтронах и цикла торий-уранового топлива. Это позволило бы стране применить свой огромный запас тория.

Индия также делает акцент на развитие гидроэнергетики. В стране действуют ГЭС общей установленной мощностью 36 ГВт, ещё 13 ГВт находятся в стадии строительства. Министерство энергетики отвечает за крупные объекты, а сооружением малых станций (до 25 МВт) ведаёт Министерство новых и возобновляемых источников энергии. По экспертным оценкам, потенциал выработки электроэнергии малой гидроэнергетикой составляет около 20 тыс. МВт. Большая часть данного потенциала сосредоточена на реках и оросительных каналах, расположенных в Гималаях.

В прошлом развитию гидроэнергетики в Индии мешал ряд факторов: проблемы с приобретением земли, длительность процедуры оформления и утверждения документов и т. д. Но теперь правительство Индии осуществляет ряд инициатив, направленных на приоритетное развитие гидроэнергетики и привлечение инвестиций в данный сектор. В результате большой интерес к реализации малых гидроэнергетических проектов в последнее время проявляет частный бизнес.

Таким образом, в настоящее время энергетическая ситуация в Индии вызывает беспокойство. Но уже предприняты шаги в нужном направлении, которые обеспечат желаемые результаты. Сосредоточение усилий на ВИЭ и на развитии ядерной энергии – это путь к решению энергетической проблемы страны и обеспечению её экономического развития.

Но в краткосрочной перспективе Индия вынуждена зависеть от ископаемого топлива. И поэтому её правительство прилагает большие усилия по выстраиванию хороших взаимоотношений со странами, богатыми энергетическими ресурсами, а также по увеличению внутреннего производства энергии и усилению энергосбережения. ■

Долгий путь к «Восточному вектору»

Сооружение экспортных трубопроводов по направлению к Китаю стало результатом серьёзной научной работы, проделанной ещё в конце 1970-х – начале 1980 годов

Павел ПЕТРОВ,
ведущий инженер управления геологии
и разработки месторождений
на территории Республики Саха (Якутия)
ОАО «Сургутнефтегаз»

История развития ресурсной базы углеводородов на территории Восточной Сибири на первый взгляд может показаться скучной. Здесь не было сделано открытий, сопоставимых, например, с западносибирскими нефтяными и газовыми гигантами. Тем не менее «ларчик», в котором по состоянию на 2004 г. хранилось 3,85 млрд т нефти и 5 трлн м³ газа (по категории C₁ + C₂), оказался как нельзя кстати. Осталось лишь ответить на классический вопрос «Что делать?» То есть необходимо было найти экономически эффективные варианты транспортировки данного сырья на зарубежные рынки. И это удалось сделать. ВСТО, «Сила Сибири» – сегодня эти названия, несмотря на широкую информационную поддержку, не слишком интересуют среднестатистического российского гражданина, больше озабоченного повседневными житейскими делами. Между тем, эти две стройки по своим масштабам превосходят многие грандиозные проекты советских времён. Участок того же БАМа от Усть-Кута до Комсомольска-на-Амуре протяжённостью 3145 км строили 12 лет, нефтепровод ВСТО от Тайшета до порта Союзмино длиной 4740 км был сооружён за 3 года! И это лучшее подтверждение правильности принятых стратегических решений.

Новый сибирский пояс

К концу 1970-х стало ясно, что поддержание стабильного уровня добычи нефти и газа в стране только за счёт Западной Сибири в среднесрочной и тем более в отдалённой перспективе невоз-



можно. В связи с этим остро встал вопрос об увеличении ресурсной базы за счёт новых регионов.

К тому времени в Восточной Сибири открытых месторождений нефти практически не было. Газовые месторождения были приурочены к Вилюйской синеклизе. Так, Среднеботуобинское месторождение, открытое в 1970 г. и расположенное в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, в тот период также считалось чисто газовым. В геологической среде превалировало мнение о том, что перспективы региона связаны исключительно с «голубым топливом».

Первые притоки газа в пределах современного контура Чаянды были получены в 1979 г. на Нижнехатамакинской площади, давшей название одноимённому месторождению. В 1983 г. открыли Озёрное газоконденсатное месторождение. По результатам геофизических работ 1980 годов была выявлена гигантская по площади Чаяндынская неантиклинальная ловушка, нефтегазоносность которой подтверждена буровыми работами конца 1980-х – начала 1990 годов. Официально считается, что месторождение открыто в 1989 г.

По большому счёту, древнейшая Сибирская платформа с точки зрения нефтегазовой геологии была огромным белым пятном. Следовательно, традиционный прогноз с использованием метода аналогии в данном случае оказался невоз-

жен, не было эталонных месторождений на самой платформе, не было аналогов и в других регионах. Залежи углеводородов предстояло искать в венд-кембрийских отложениях, возраст которых превышал 540–570 млн лет. В таких древних слоях месторождений нефти и газа до советских геологов никто в мире не открывал.

С точки зрения накопленного к концу 1970 годов опыта и классических научных представлений о геологии нефти и газа юг и юго-запад Сибирской платформы не давали оптимизма нефтяникам и газовикам, прежде всего в силу геологического возраста вмещающих пород. Попросту говоря, залежи углеводородов должны были быть разрушены воздействием эндогенных и гипергенных процессов.

К 1980 г. группа учёных под руководством А. Э. Конторовича выделила перспективную зону, которая тянулась от города Ленска на востоке через Усть-Кут, посёлки Ванавара и Байкит и далее на северо-запад, в сторону Туруханска. Она полукольцом опоясывала всю Восточную Сибирь и получила название «главный пояс нефтеносности». При этом использовалась методика прогноза нефтегазоносности, основанная на теории образования и формирования месторождений нефти и газа, созданной А. А. Трофимук, Н. Б. Вассовичем, В. С. Вышемирским, А. Э. Конторовичем, С. Г. Неручевым и В. А. Успенским.

Правильность прогноза практически сразу была подтверждена в ходе геологоразведочных работ. В этом поясе в 1980 годах и были открыты основные месторождения – Талаканское, Верхнечонское, Дулисьминское, Собинское, – а также древнейшая на планете и очень крупная Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции. Сегодня все эти открытия составляют сырьевую базу для заполнения нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Южнее этого пояса, на территории Ангара-Ленской ступени, была спрогнозирована зона, перспективная только для поисков газовых месторождений. Имен-

но там открыта уникальная Ковыкта. Ещё одно гигантское Чаяндинское НГКМ обнаружено на территории Непско-Ботуобинской антеклизы, занимающей огромную территорию между Талаканским и Средне-Ботуобинским НГКМ.

Смелость и гениальность

Открытие Юрубчено-Тохомского, Средне-ботуобинского, Верхнечонского и других месторождений можно считать результатом гениального геологического прогноза. Данное событие сопоставимо по значению со «штурмом девона» военных лет. Обнаружение в 1941–1944 гг. месторождений в Башкирии и широкое применение новых для того времени технологий вскрытия и испытания нефтегазоносных горизонтов позволили резко увеличить добычу нефти, столь необходимой для страны в суровые годы войны.

Гениальность и в первом, и во втором случае сочеталась с недюжинной смелостью человека, стоявшего за принятием решений. Этим человеком был академик Андрей Алексеевич Трофимук. И если в годы войны лишние 100 м проходки скважины № 100 Туймазинского месторождения, благодаря которой была доказана высокая продуктивность девонских отложений, могли стоить ему свободы, а может быть и жизни, то отстаивание необходимости развёртывания поисковых и разведочных работ на нефть и газ на юге и юго-западе Сибирской платформы в случае неуспеха могло означать потерю научной репутации, приобретённой в течение всей жизни.

Историческая аналогия состоит и в том, что многие важнейшие открытия советского периода были сделаны, как говорится, на кончике пера, благодаря тщательному анализу имеющегося набора данных и верным теоретическим подходам. История прошлых открытий не имела бы никакого прикладного значения, если бы она не заставляла обращать внимание на такие детали, которые могли бы оказаться полезными в настоящее время.

Ни в коей мере не подвергая сомнению профессионализм геологических служб компаний, работающих в Восточной Сибири, следует отметить тот факт, что в постсоветский период новых крупных объектов открыто не было (за исключением месторождения Севастьяново на Могдинском участке в Иркутской области). Хороший прирост запасов был получен в районе Талаканского НГКМ, но это естественный результат. По сути, были разведаны смежные блоки одного крупного объекта, приуроченного к наиболее поднятой части

Непско-Ботуобинской антеклизы – Пеледуйскому поднятию. Объяснение этого факта лежит на поверхности. В конце 1980-х в Красноярском крае, Иркутской области и Якутии бурилось около 350–400 глубоких скважин в год. В это время и осуществились все открытия. По прогнозу ФГУП «СНИИГТИМС» (2004 г.), возможный прирост запасов категории C_1 по всем выделенным блокам Сибирской платформы мог составить почти 13,5 млрд т. Для обеспечения данного прироста предполагалось провести 195,8 тыс. км сейсморазведочных профилей, осуществить 794,8 тыс. м поискового и 7285,9 тыс. м разведочного бурения (более 3200 скважин) (см. табл.).

Естественно, что в новых экономических реалиях, когда компании ведут поисково-разведочные работы на рискованных условиях, добиться возвращения к объёмам, сопоставимым с масштабами времён плановой экономики нереально.

В целом к началу 2000-х в регионе сложилась солидная сырьевая база. У большинства крупных объектов за исключением Чаяндинского месторождения имелись недропользователи. Но они всеми правдами и неправдами оттягивали начало их освоения, несмотря на нарушение лицензионных соглашений. При этом они прикрывались отсутствием условий для рентабельной добычи. Такая ситуация могла продолжаться ещё очень долго, если бы не интересы субъектов федерации.

В январе 2002 г. в должность президента Якутии вступил Вячеслав Штыров, который сделал развитие нефтегазового комплекса приоритетным направлением для республики. По его личной инициативе в ноябре 2002 г. в Якутске состоялось первое совещание на тему «Освоение газовых ресурсов Восточной Сибири и Даль-

него Востока и создание единой региональной системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения». В нём приняли участие представители федеральных министерств и ведомств, администраций регионов и недропользователей. По итогам совещания было решено разработать комплексную программу освоения восточно-сибирских и дальневосточных углеводородных ресурсов. Это стало, по сути, отправной точкой, с которой процесс перешёл от теоретических рассуждений в реальную плоскость.

К 2004 г. руководство Якутии окончательно сформировало основные предложения по данному вопросу. Они были озвучены В. А. Штыровым в ходе межрегионального совещания государственной геологической службы Министерства природных ресурсов РФ. В их основу положен комплексный подход к освоению месторождений нефти и газа не только самой Якутии, но и всей Восточной Сибири и Дальневосточного региона. Причём вопросы освоения ресурсной базы увязывались с перспективами создания транспортной инфраструктуры. Любопытно, что локomotивом процесса стали не газовики, а сургутские нефтяники, первыми начавшие реальную работу по освоению Талаканского НГКМ и строительству магистрального нефтепровода, трасса которого впоследствии стала участком ВСТО.

Следует отметить, что все эти предложения были рождены не в кабинетах региональных чиновников. Они базировались на «Комплексном геолого-экономическом обосновании оптимальных направлений освоения и транспортировки нефти и газа Республики Саха (Якутия) как составной части Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса», выполненном Сибирским

Табл. Планировавшиеся объёмы ГРП для подготовки запасов на нефтяных объектах Сибирской платформы

Субъект РФ	Объёмы геологоразведочных работ			Прирост запасов категории С ₁ , млн т
	Сейсмические работы, пог. км	Поисковое бурение, тыс. м	Разведочное бурение, тыс. м	
Красноярский край				
Всего	44572,83	308,70	2603,20	5462,53
По эффективным блокам	29007,18	211,90	1733,80	4035,29
Иркутская область				
Всего	105977,39	276,75	3308,30	5709,26
По эффективным блокам	75910,90	151,55	2558,50	4974,34
Республика Саха (Якутия)				
Всего	45220,06	209,35	1374,45	2309,30
По эффективным блокам	15836,95	81,05	488,95	1620,60
Восточная Сибирь				
Всего	195770,28	794,80	7285,95	13481,09
По эффективным блокам	120755,02	444,50	4781,25	10630,23



НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), директором которого в то время был А. И. Варламов.

ДЕЛО – ТРУБА

Если сопоставить «Силу Сибири» с ранее реализованными проектами, то по многим параметрам наиболее близким аналогом является газопровод Уренгой – Помары – Ужгород. Данные проекты схожи не столько физическими параметрами трубопроводов (они действительно близки по протяженности и пропускной способности), сколько политическими и экономическими условиями их реализации.

Напомним, проект Уренгой – Помары – Ужгород был предложен в 1978 г. для обеспечения экспорта природного газа с месторождений севера Западной Сибири в Центральную и Западную Европу. Его общая длина составила 4451 км. Магистраль пересекает Уральский хребет и более 600 рек, включая Обь, Волгу, Дон и Днепр. На трассе газопровода расположены 42 компрессорные станции. Проектная пропускная способность – 32 млрд м³ газа в год, фактическая – 28 млрд м³. Диаметр трубы – 1420 мм.

Решение о строительстве газопровода принималось в период разрядки международной напряженности. Однако уже в декабре 1979 г., после ввода ограниченного контингента советских войск в Афганистан, политико-экономические условия проекта изменились. В 1981 г. админист-

рация президента Рейгана наложила эмбарго на поставки в СССР высокотехнологичного американского оборудования и оказала давление на западноевропейских производителей, использовавших компоненты американских технологий, с целью отказа от участия в проекте.

Европейцы давлению не поддались, и в июле 1981 г. консорциум банков во главе с Deutsche Bank предоставил кредит на сумму 3,4 млрд немецких марок для строительства компрессорных станций. Позже были подписаны кредитные соглашения с группой французских банков и Экспортно-импортным банком Японии. В 1981–1982 гг. заключены контракты на поставку компрессоров, труб и строительной техники различными европейскими и японскими корпорациями. Первые поставки газа потребителям начались в январе 1984 г.

В свою очередь, строящийся газопровод «Сила Сибири» имеет протяженность около 4 тыс. км. Трасса проходит от Ковыктинского ГКМ через Чаяндинское НГКМ и далее вдоль ВСТО до Владивостока. Она пересекает р. Лену и Становой хребет. Диаметр трубы – 1420 мм.

Если сопоставить дату принятия решения о начале строительства «Силы Сибири» (октябрь 2012 г.) с началом событий на Украине, введением антироссийских санкций (2014 г.) и планируемым сроком начала поставок газа в Китай (2018 г.), то возникает стойкое ощущение deja vu. История повторяется с хронологической

точностью. Случайно данное совпадение или нет – вопрос, на который можно будет ответить лишь по прошествии многих лет. На сегодняшний день более важным представляется вопрос о том, насколько оба восточных проекта – ВСТО и «Сила Сибири» – состоялись в нужном месте и в нужное время?

Детальная проработка вопроса об экспортных поставках в восточном направлении началась в 1993 г. с подписания соглашения с корейской корпорацией PEDCO. Совместно с ней «Саханефтегаз», институт ВНИПИГаздобыча и Российский союз промышленников и предпринимателей разработали предварительное технико-экономическое обоснование поставок газа в Южную Корею (проект «Саха-Газ»). Впоследствии при участии китайской CNPC был осуществлен аналогичный проект «Саха-Китай». Оба проекта так и остались на бумаге, причём главным камнем преткновения в обоих случаях служила экспортная цена природного газа. Решающим фактором, подтолкнувшим «Газпром» к реальным действиям по осуществлению Восточной газовой программы, послужило строительство нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

При выборе оптимальных вариантов трассы как ВСТО, так и «Силы Сибири» учитывались следующие основные факторы:

- соблюдение экологических требований и минимальное прохождение по территориям с горным рельефом, повышен-

ной сейсмичностью и большим количеством водных преград;

- состояние сырьевой базы и возможности её наращивания;

- экономия затрат на развитие газовой промышленности в связи с возможностью формирования единого коридора магистральных трубопроводов;

- баланс производства и потребления углеводородов в странах АТР;

- доходы недропользователей от разработки месторождений нефти и газа;

- окупаемость инвестиций в строительство магистральных трубопроводов;

- косвенные мультипликативные эффекты экономического роста в регионах.

В связи с этим рассматривался ряд вариантов прохождения трассы нефте- и газопроводов. Первый вариант – сооружение нефтепровода Ангарск – Забайкальск – Дацин. Он в своё время предлагался «ЮКОСом» для транспортировки нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения в Китай. Его протяжённость до границы с Китаем составила бы 1680 км, пропускная способность – до 30 млн т в год.

Второй вариант – нефтепровод Тайшет – Казачинское – Янчукан – Тында – Сквородино – Благовещенск – Хабаровск – Находка. Данный маршрут предлагался «Транснефтью» для транспортировки западносибирской нефти на Восток. Его протяжённость – 4130 км, пропускная способность – до 50 млн т в год.

Третий вариант – нефтепровод Нижняя Пойма – Юрубченское НГКМ – Верхнечонское НГКМ – Чаяндинское НГКМ – Ленск – Олекминск – Алдан – Нерюнгри – Тында – Сквородино – Благовещенск – Хабаровск – Находка. За него выступало правительство Республики Саха (Якутия). Его протяжённость – 5144 км, пропускная способность – до 80 млн т в год.

Четвёртый вариант представлял собой модификацию предыдущего маршрута: Тайшет – Усть-Кут – Верхнечонское НГКМ – Чаяндинское НГКМ – Ленск – Олекминск – Алдан – Нерюнгри – Тында – Сквородино – Благовещенск – Хабаровск – Находка. Его протяжённость – 4957 км, пропускная способность – до 80 млн т в год.

Была проведена оценка экономической доступной ресурсной базы нефти для разных вариантов трасс. Она осуществлялась на основе сопоставления расстояний от границы ресурсных блоков до трубопроводов с расчётными предельными рентабельными расстояниями от магистрального нефтепровода. Выяснилось, что для первого варианта экономически эффективные извлекаемые запасы должны со-

ставлять 1230 млн т, для второго – 1590 млн т, для третьего – 3600 млн т, для четвёртого – 3140 млн т.

Прогноз технико-экономических показателей освоения месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), осуществлённый с учётом экономически доступной сырьевой базы, изученности каждого блока и его добычных возможностей, свидетельствовал в пользу третьего и четвёртого вариантов. За 2015–2025 гг. по первому варианту максимальный годовой объём добычи должен был составить 30 млн т, а накопленный – 380 млн т, по второму варианту – 50 и 470 млн т, по третьему и четвёртому – около 77–80 млн т и 930–950 млн т соответственно.

Итак, второй и третий варианты оказались наиболее привлекательными с точки зрения коммерческой эффективности (ЧДД инвестора – 3,5 и 2,6 млрд долларов, срок окупаемости 7 и 9 лет соответственно). При этом они равнозначны по показателям бюджетной эффективности (дисконтированные поступления – около 12 млрд долларов). Причём в случае реализации якутского варианта трассы появлялась возможность строительства в едином коридоре с ним и газопровода Чаяндинское НГКМ – Находка. Это обеспечило бы магистральному газопроводу приемлемую для инвесторов внутреннюю норму доходности (12%) и срок окупаемости (9 лет). Тогда как вне единого коридора при существующей системе налогового регулирования строительство газопровода для инвестора экономически неэффективно.

Сравнительный анализ интегральных народнохозяйственных эффектов различных вариантов трасс наглядно демонстрирует преимущества комплексного подхода к выбору трассы с учётом её влияния на масштабы освоения нефтяных и газовых ресурсов прилегающих территорий Сибирской платформы. По всем параметрам экономической эффективности и социально-экономическим последствиям наилучшие показатели имели варианты 3 и 4. В их пользу свидетельствовали:

- максимальный охват ареалов концентрации перспективных запасов нефти Сибирской платформы, увеличение радиуса зоны рентабельности разведки и подготовки запасов, что обеспечивает экономически благоприятные условия для высоких темпов подготовки запасов;

- интенсивное и масштабное развитие добычи нефти на крупных и уникальных месторождениях Эвенкии, Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия);

- создание благоприятных условий прокладки в едином коридоре с нефтепроводом также и газопровода от Чаяндинского месторождения до Находки.

Данные выводы в целом подтверждаются на практике. В частности, принятием окончательного инвестиционного решения по проекту обустройства Чаяндинского месторождения и строительства магистрального газопровода Якутия – Хабаровск – Владивосток в едином коридоре с трубопроводом ВСТО.

Возвращаясь к сравнению проектов Уренгой – Помары – Ужгород и «Сила Сибири», важно отметить тот факт, что советская инфраструктурная стройка осуществлялась под заранее оговорённые условия поставок. А сооружение «Силы Сибири» было начато ещё до каких-либо договорённостей с иностранными партнёрами по их объёмам и цене. Именно это обстоятельство стало катализатором переговорного процесса, в том числе с Китаем, в ходе которого удалось снять и неразрешимый до того ценовой вопрос.

Таким образом, учитывая последние события, ответ на вопрос о своевременности и правильности выбора направления трасс трубопроводов звучит утвердительно.

В том, что восточные нефтяной и газовый проекты состоялись, уже можно быть твёрдо уверенными. Нефтепроводы фактически составляют единую систему – от западных границ до Тихого океана. С газотранспортной системой произойдёт то же самое в обозримом будущем. Но через 20–30 лет возникнет необходимость выхода в новые районы добычи углеводородного сырья. Для России это Арктика и арктический шельф. Полученный с начала 2000 годов опыт взаимодействия федеральных и региональных органов власти, научных организаций, государственных и частных компаний необходимо использовать уже сейчас. Прежде всего, требуется проведение научного прогноза нефтегазоснабженности новых территорий, что аналогично работе, выполненной в конце 1970-х – начале 1980 годов, благодаря которой был выделен главный пояс нефтеносности Сибирской платформы. Именно такой прогноз послужил бы базой для построения алгоритма последующих действий. В его основу должен быть положен комплексный подход, предусматривающий решение ресурсных, инфраструктурных и иных связанных задач в едином ключе. ■

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось
150 лет нефтяной
промышленности
России*

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

За прошедшие полтора века в летопись нефтяной промышленности России вписано немало ярких страниц. В первых двух частях статьи был дан обзор наиболее значимых достижений отрасли в области добычи, транспортировки и переработки нефти в дореволюционный период. В этой части повествуется ещё об одной сфере нефтеперерабатывающего производства, истоки которого находились в нашей стране.

В современной технико-исторической литературе содержится утверждение о том, что самым первым промышленным нефтехимическим продуктом является изопропиловый спирт, синтезированный в США в 1919 г. из отходящих газов термического крекинга нефти специалистами компании Melco Chemical Co. В действительности же «колыбелью» мировой нефтехимической промышленности является Россия. Именно в нашей стране уже в конце XIX века была создана научно-технологическая база для промышленного получения ароматических углеводородов и осуществлены удачные попытки организации бензольного производства на основе нефтяного сырья.

АНИЛИНОВЫЙ БАРЬЕР

В российской экономике дореволюционного периода особое место занимала текстильная промышленность. По мере совершенствования технологии прядения и ткачества развивалось ситцевое и красильное производство. Однако дефицит красителей, закупаемых за границей, являлся определённым

барьером для отрасли. Основа текстильных красок – анилин – производилась главным образом из природных продуктов, в частности из импортного индиго. Хотя делались попытки получать его в лабораторных условиях из каменноугольной смолы.

Открытие в 1842 г. выдающимся русским химиком Николаем Зининым (1812–1880) реакции восстановления ароматических нитросоединений, позволяющих на основе бензола получать анилин, определило вектор развития красильного производства в мире во второй половине XIX века. Но в первую очередь этим открытием воспользовались зарубежные предприниматели. Они достаточно быстро создали специализированные коксохимические фабрики, на которых производились бензол и другие ароматические углеводороды из каменноугольной смолы, побочного продукта

заводов по выпуску светильного газа. Таким образом, весь необходимый объём анилиновых и ализариновых красителей ввозился в Россию из-за рубежа, в основном из Германии и Франции, по высоким ценам. И это было постоянной «головной болью» для российских текстильных фабрикантов.

Хотя следует упомянуть, что на основе импортных красителей отечественными изобретателями был разработан способ получения разноцветных рисунков путём окраски танина основными анилиновыми пигментами. Значительным достижением в технологии русского красильного производства явилось закрепление протравных красок хромом. А на Трёхгорной мануфактуре купцов Прохоровых в Москве впервые в Европе произведено крашение по чёрному анилиновому грунту. Этот способ, изобретённый в России, получил быстрое распространение во многих странах мира. В отчёте экспертной комиссии Всероссийской художественно-промышленной выставки 1896 г. в Нижнем Новгороде в разделе о красильно-отделочных фабриках было сказано: «Некоторые из крупных фабрик поставлены настолько образцово, что возбуждают справедливое удивление со стороны иностранных фабрикантов, приезжающих в Россию со специальной целью – ознакомиться с постановкой дела у нас».



Первый исследователь процесса термохимической переработки мазута Александр Летний (1848–1883), ассистент Санкт-Петербургского технологического института

ТАЙНЫ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ

Следует отдать должное таланту и творческой энергии российских учёных, инженеров и техников, которые не могли смириться с полной «анилиновой зависимостью» отечественной текстильной промышленности от дорогостоящих импортных поставок. Уже с середины 1870-х в России были развёрнуты научные исследования в области термохимической переработки. И первым начал эту благородную работу талантливый химик Александр Летний (1848–1883), ассистент Санкт-Петербургского технологического института.

* Продолжение. Начало в №№ 1–2/2016, 3–4/2016.

Мощным стимулом к осуществлению данных исследований послужило желание рационально использовать «нефтяные остатки» после получения товарного керосина. В своей работе «Влияние высокой температуры на нефть» А. Летний подчеркнул: *«Как известно, нефть кавказских и закавказских месторождений обладает сравнительно небольшим содержанием осветительных масел, так что при обработке её исключительно на керосин получается огромное количество остатков, бесполезное для этих целей производства <...> и наш нефтяной промысел ежегодно оставляет десятки миллионов пудов! Материал... есть в огромном количестве, остаётся определить, насколько возможным будет переработка его заводским путём».*

Исследуя термический процесс переработки нефти и мазута, Александр Летний впервые получил из нефтяного сырья ароматические углеводороды – бензол, толуол, ксилол, антрацен и бутадие. Он провёл множество опытов по выяснению влияния различных факторов (температура, давление, применение катализаторов) на процентные выходы продуктов термического разложения и на их состав. При этом он установил ряд важных общих закономерностей процесса пиролиза нефти. В ноябре 1877 г. А. Летний получил пятилетнюю «привилегию» (патент) в Департаменте торговли и мануфактур Министерства финансов *«на способ добывания бензола и антрацена из нефти».* Это наглядно свидетельствует о российском приоритете в области термохимической переработки нефтяного сырья.



Организатор первого отечественного нефтехимического производства Виктор Рагозин (1833–1901)

Результаты плодотворной научной работы Александра Летнего послужили стимулом к дальнейшим исследованиям в этой области. Весомый вклад в изучение процесса глубокого разложения нефти и её продуктов внесли видные русские ученые: профессор Московского университета Владимир Марковников (1838–

1904), доктор химии Юлия Лермонтова (1847–1919), профессор Московского технического училища Владимир Руднев (1850–1898), профессор Новороссийского университета Николай Зелинский (1861–1953). Своими работами они заложили фундамент отечественной научной термохимической школы.

КОНСТАНТИНОВСКИЙ ЗАВОД ВИКТОРА РАГОЗИНА

Реализацию на практике впечатляющих результатов работ русских учёных в области глубокой переработки нефти взял на себя талантливый предприниматель и изобретатель Виктор Рагозин (1833–1901). Весной 1879 г. недалеко от уездного города Романова-Борисоглебска Ярославской губернии, на правом берегу Волги, в урочище Константиновском, началось сооружение нефтеперерабатывающего завода. Темпы строительства этого нового предприятия поразили многих современников: в марте был заложен фундамент под заводские корпуса, а в сентябре уже получена первая продукция – нефтяные смазочные масла.

Применение высокопроизводительного оборудования в сочетании с эффективной технологией (перегонка мазута с перегретым водяным паром, противоток холодного сырья и горячих нефтепродуктов, кислотнo-щелочная очистка керосиновых и масляных дистиллятов) обеспечило Константиновскому заводу прочные позиции. Предприятие неуклонно наращивало объёмы производства и расширяло ассортимент продукции. Уже в 1880 г. выпускалось четыре



Вид на Константиновский завод «Товарищества производства минеральных масел В. И. Рагозин и Кº» (конец XIX в.)

сорта смазочных масел – веретённое, машинное, вагонное зимнее и вагонное летнее. А затем появились и другие сорта – цилиндрическое и соляровое.

В 1881 г. было принято решение о строительстве на территории предприятия керосинового отделения и производства светильного (искусственного) газа. Газовый завод, оснащённый по последнему слову техники того времени, по праву стал гордостью «Товарищества производства минеральных масел В. И. Рагозин и К^о». Талантливый химик-экспериментатор Густав Шмидт (1839–1911) провёл здесь обширную серию опытов и исследований. Позднее Виктор Рагозин писал: «Постройка газового завода вызвана необходимостью утилизировать те отбросы, которые скопились в заводах в огромных количествах, не могли быть проданы, утекали, сжигались под топками и заваливали территорию. Надо было найти им утилизацию и воспользоваться газом как топливом, который даст возможность регулирования подогрева, вероятно, сократит время горки, несомненно, улучшит качество товара и, может быть, увеличит выход его».

Для осуществления термохимической переработки нефтяного сырья на заводе были сооружены пять ретортных печей и антраценовый цех. Через раскалённые чугунные реторты пропускали тяжёлое соляровое масло и получали «газовый дёготь», последующая разгонка которого на кубовой аппаратуре позволяла получить ароматические углеводороды – бензол, толуол, промежуточное масло, нафталиновое масло и антраценовый погон.

В 1881 г. «Товарищество производства минеральных масел В. И. Рагозин и К^о» за высокое качество своей продукции было удостоено сразу двух высоких международных наград – золотой медали отделения Промышленного искусства Римской академии (Section des Arts Industriels) и золотой медали Европейского научного общества (Société Scientifique Européenne). Это вселило в руководство компании уверенность в правильности выбранного курса. На Всероссийской промышленной и художественной выставке 1882 г. в Москве в отдельном павильоне «Товарищества...» была показана обширная номенклатура самых разнообразных нефтепродуктов, включая бензин, керосин, бензол, толуол, антрацен и другие ароматические углеводороды.

Однако в тот же год в судьбе предпринимателя и его предприятия произошёл крутой поворот. 2 июля 1882 г. решением Московской судебной палаты руководство компании во главе с Виктором Рагозиным было отстранено от дел и началась процедура банкротства. В последующие годы производство Константиновского завода находилось в стагнации и только в середине 1911 г. началось его возрождение, связанное с переходом предприятия в состав «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». Тогда же там возобновился и выпуск товарных ароматических углеводородов.

АППАРАТ ИНЖЕНЕРА НИКИФОРОВА

К концу XIX века эстафета в области создания термохимического производства перешла к инженеру-технологу Александру Никифорову (1848 – после 1917). Окончив в 1868 г. химическое отделение Санкт-Петербургского технологического института, он долгое время проработал на российских газовых заводах, досконально изучив на практике процесс получения светильного газа. В то же время Александр Никифоров занимался решением вопроса утилизации «газового дёгтя», побочного продукта газового производства. Обстоятельно ознакомившись с результатами иссле-

дований русских учёных в области термохимической переработки нефтяного сырья, в начале 1890-х он приступил к созданию установки для получения ароматических углеводородов. Успех к нему пришёл после нескольких лет напряжённой работы.

В декабре 1894 г. инженер-технолог Никифоров получил в Департаменте торговли и мануфактур Министерства финансов десятилетнюю «привилегию» (патент) № 5829 «на способ выработки бензола из нефти и нефтяных остатков». В основу действия его установки был положен процесс термохимического разложения нефтяного сырья при температуре 800 °С и под давлением от 2 до 3,5 атмосфер путём пульверизации его горючим газом. Это обеспечивало одинаковую температуру во всех частях чугунной реторты и тем самым позволяло достигнуть последовательного и равномерного разложения нефтяного сырья с получением значительного объёма ароматических углеводородов.

Изобретением инженера-технолога Никифорова заинтересовался известный учёный, профессор Николай Зелинский. Он исследовал в лаборатории Московского университета химизм данного технологического процесса и экспериментально доказал генетическую связь между ароматическими и гексамети-

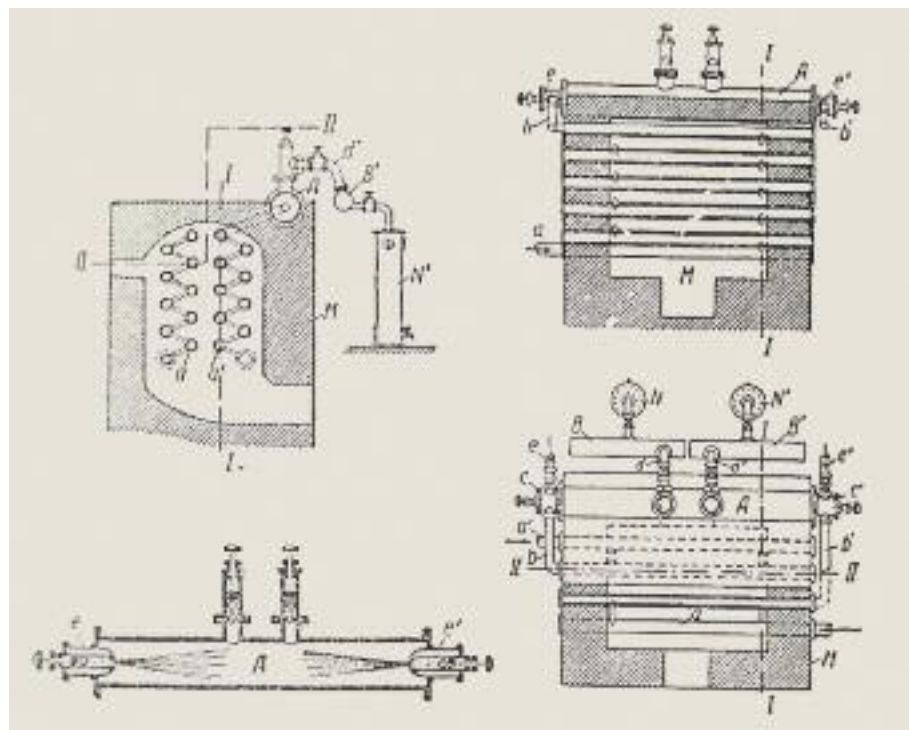


Схема аппарата инженера-технолога Александра Никифорова для получения ароматических углеводородов (1894 г.)



Вид на предприятие «Товарищества Русского бензола-анилинового завода» возле Кинешмы (конец XIX в.)

новыми углеводородами. Это и определило дальнейшее внедрение новой технологии в промышленное производство.

21 апреля 1901 г. предприниматели Михаил Лосев и Павел Соловьёв учредили первую отечественную нефтехимическую компанию – «Товарищество Русского бензола-анилинового завода» – с капиталом 400 тыс. рублей. Вскоре в деревне Скринцево Комаровской волости Кинешемского уезда на основе привилегии инженера-технолога Никифорова и под его руководством был построен специализированный химический завод. Ввод в эксплуатацию этого предприятия при «стечении городской общественности города Кинешмы» состоялся в августе 1901 г. Основным видом производства стала выработка бензола с последующим получением первого товарного отечественного красителя – «анилинового масла». Губернская газета впоследствии писала: «...рабочих, поступивших на заводскую службу, оказалось 37 человек», а продукции производится в год – 97 тыс. т».

Однако привлечь внимание российских текстильных магнатов к отечественному красителю для тканей удалось не сразу. В феврале 1903 г. газета «Неф-

тяное дело» отмечала: «Из Кинешмы сообщают, что первые опыты применения анилинового масла из нефтяного бензола для крашения в чёрный цвет хлопковой пряжи и миткаля оказались вполне удачными».

Работа инженера-технолога Никифорова в Кинешме стала поистине его звёздным часом. С 1902 г. он начал регулярно печататься на страницах журналов Императорского русского технического общества. Так, в 3–4 выпусках «Трудов Бакинского отделения Императорского Русского технического общества» за 1908 г. им был опубликован материал «Описание способа и аппарата для разложения углеводородов нефти для получения смол и газа для извлечения из них ароматических углеводородов». В этой статье он рассказал о разработанных в России оригинальных установках для крекинга и пиролиза нефти, подытожил опыт, обретенный на химическом заводе в Кинешме. Его научная и практическая деятельность получила широкую известность и признание. В 1905 г. инженер-технолог Александр Никифоров был удостоен Русским техническим обществом престижной премии имени Людвиг Нобеля за «Спо-

соб получения из русской нефти бензола и его гомологов».

К сожалению, дальнейшая судьба первого российского нефтехимического завода сложилась не самым лучшим образом. После 1906 г. у него сменился владелец, его купил московский предприниматель Владимир Спиридонов, при котором существенно сократились объёмы производства «анилинового масла» из бензола, да и рабочих осталось всего 15 человек.

НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ ПРОРЫВ ГЕНЕРАЛА ИПАТЬЕВА

Трагические события Первой мировой войны (1914–1918 гг.) стали следующим мощным фактором, способствовавшим ускоренному развитию отечественного нефтехимического производства. Первые же поражения русских войск показали, что страна вступила в полосу военного лихолетья слабо подготовленной к ведению полномасштабных боевых действий. По оценке известного учёного, генерал-майора Владимира Ипатьева (1867–1952), сказалась и неготовность тыла: «Непосредственно за объявлением войны выяснилось, что наши заводы взрывчатых веществ даже при той не-

большой производительности, которую они имели, лишены главного исходного продукта – толуола, запасы которого были весьма ничтожны, а выработка со всем не налажена».

Для военного руководства России стало неприятным открытием то, что для производства тротила на русских заводах был необходим в больших объёмах исходный материал, так называемый сырой бензол. А его поставки до начала войны обеспечивали именно германские химические предприятия. Когда начались боевые действия, этот канал получения сырья был закрыт, и отечественное производство боеприпасов стало перед проблемой острейшего дефицита взрывчатых веществ. Надо было рассчитывать только на собственные силы.

В ноябре 1914 г. генерал Ипатьев во главе комиссии Главного артиллерийского управления был командирован на Донбасс для «детального исследования всех коксовых фабрик Донецкого района» с целью выяснения возможностей приспособления коксового производства для военных целей. В сжатые сроки удалось построить первый «казённый» Кадиевский бензолный завод, который уже в сентябре 1915 г. дал первую продукцию. В последующие месяцы был введён в эксплуатацию Макеевский бензолный завод, а затем и ещё 20 подобных производств.

Однако для удовлетворения растущих потребностей армии становилось нужно всё больше тротила. Поскольку возможности коксобензолного производства были исчерпаны, то внимание Комиссии по заготовке взрывчатых веществ обратилось на нефтяное производство. В июне 1915 г. Особым совещанием по обороне было принято решение о строительстве установок «по извлечению толуола из бензинов майкопского и грозненского месторождений». Для организации такого производства генерала Ипатьева вместе со штабс-капитаном Илларионом Аккерманом (1888–1937) командировали на Северный Кавказ. По результатам командировки военному инженеру Аккерману было поручено составить проект извлечения из бензинов фракции богатой толуолом, а также проект мастерских для нитрации толуола в монокротолуол.

Благодаря самоотверженному труду генерала Ипатьева и его соратников в немыслимые для мирного времени сроки были пущены в эксплуатацию толуо-



Организатор отечественного нефтехимического производства в годы Первой мировой войны генерал Владимир Ипатьев (1867–1952)

ловые заводы в Екатеринодаре и Грозном. Это произошло уже в конце 1916 г. Достигнутый первый успех позволил приступить к дальнейшему развёртыванию работ в этом направлении. Генерал Ипатьев впоследствии вспоминал: «Комиссия решила развивать производство бензола из нефти, подвергая последнюю пирогенетическому разложению. Уже с начала 1915 г. в различных лабораториях велись опыты над разложением нефти при высокой температуре по методу, впервые предложенному Никифоровым и осуществлённому в промышленном масштабе в Кинешме».

К реализации этой программы были привлечены заведующий отделом неорганической химии Научно-технической лаборатории Иван Андреев (1880–1919), директор Центральной химической лаборатории Министерства финансов доктор химии Николай Зелинский (1861–1953), главный химик «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» профессор Михаил Тихвинский (1868–1921), заведующий химической частью завода «Нефтегаз» магистр химии Сергей Лебедев (1874–1934).

Вначале новая технология была опробована Комиссией по заготовке взрывчатых веществ на Казанском газовом за-

воде, а затем началось сооружение сразу нескольких толуоловых заводов в Баку. Строительство одного из них по проекту адъюнкт-профессоров Петербургского технологического института Александра Порай-Кошицы и Казимира Смоленского осуществлял Бакинский военно-промышленный комитет.

В начале 1916 г. уже в новом статусе академика Императорской Санкт-Петербургской академии наук генерал Ипатьев посетил Баку и ознакомился с ходом строительства этого завода. По его распоряжению с целью ускорения работ туда были откомандированы опытные специалисты – магистр химии Сергей Лебедев, инженер Юлий Грожан и военный инженер Николай Матов. Осенью 1916 г. толуоловый завод Бакинского военно-промышленного комитета был пущен в эксплуатацию. В тот же период успешно завершилось и строительство толуолового завода «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» по проекту профессора Михаила Тихвинского. Фирма Нобелей стала первой поставлять бензол и толуол артиллерийскому ведомству и значительно обогнала Бакинский Военно-промышленный комитет. Она поставила до 20 тыс. т чистого бензола и толуола по цене около 16 рублей за пуд.

Кроме того, в Баку к концу войны фирмой «Нефтегаз» и акционерным обществом «Бенкендорф и К^о» построены ещё два небольших толуоловых завода. Ещё один толуоловый завод был возведён военным ведомством в Туркестанском крае, в Ферганской долине, вблизи селения Сель-Роко.

Подводя итоги реализации «нефтяной» военной программы, Владимир Ипатьев писал: «Польза от пирогазации нефти для получения бензола и толуола была существенной, общее количество добытых таким путём продуктов дошло до 30 тыс. т, что вполне оправдало и затраченную энергию, и израсходованные средства».

Таким образом, можно сделать вывод, что уже в дореволюционный период на базе производства ароматических углеводородов в России стала формироваться самостоятельная нефтехимическая отрасль промышленности, получившая дальнейшее развитие уже в СССР. Нефтехимические производства, созданные в нашей стране в конце XIX – начале XX века, несмотря на все их недостатки, в дальнейшем послужили базой для создания мощной советской нефтехимии. ■

XXIII специализированная выставка



2016

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс



20-23 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

РЕКЛАМА



ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

23-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ⬮ ГАЗ ⬮ НЕФТЕХИМИЯ

7-9
СЕНТЯБРЯ
Казань, 2016

При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

16+

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Добыча нефти и газа

420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

РЕКЛАМА