

НЕФТЬ И ГАЗ

В условиях ВТО с рынка вытесняются малые и средние сервисные компании **18** | В ближайшие три года не ожидается замены налога с дохода на налог с прибыли **18** | Сланцевая революция меняет на глазах мировой энергетический рынок **21** | Выживет ли ОПЕК **22**



Захват вытеснением

рейтинг

Суммарный показатель рейтинга долгосрочной инвестиционной привлекательности нефтегазовых компаний, составленный агентством RusEnergy на основании оценок отраслевых аналитиков, снизился за второй квартал на 0,3%. Как и в первом квартале, наиболее заметные события в нефтегазовой отрасли связаны с двумя госкомпаниями. «Роснефть» приобрела активы и расширяла рынки сбыта, «Газпром» отказывался от громких проектов и принципов, включая take or pay.

Берем не глядя

Аппетит «Роснефти» к новым приобретениям после покупки ТНК-ВР не только не угас, но разгорелся с новой силой. Следующей жертвой госкомпании стала «Итера», которая до последнего времени пыталась сохранить статус совместного предприятия. Госкомпания объявила о намерении довести долю в «Итере» до 100%. Приобретение одобрил инвестиционный комитет «Роснефти». Сумма сделки составит около \$3 млрд, которые достанутся собственникам 49% ценных бумаг «Итеры».

«Роснефть» заключила сделку о создании совместного предприятия в феврале прошлого года, выкупив 51% «Итеры», и в настоящее время активно наращивает свои газовые активы. В январе—апреле текущего года «Роснефть» вышла на третье место по добыче газа в России, добыв 13,8 млрд кубометров этого топлива.

В связи с предстоящей сделкой Андрей Бородкин из ИФК «Солид» отмечает, что «Роснефть», пожалуй, единственный крупный сырьевой российский игрок, который проводит в последние годы сделки такого масштаба. С точки зрения слухов и поглощений компания в последнее время достаточно активна.

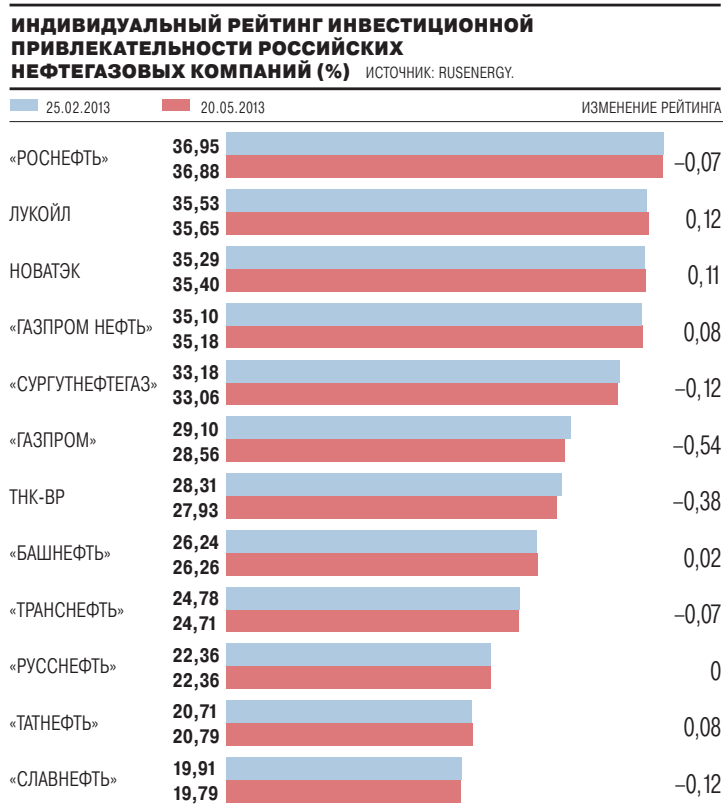
«Роснефть» не отказывается и от планов экспансии на Украине. Компания планирует запустить Лисичанский НПЗ, остановленный больше года назад. В марте глава «Роснефти» Игорь Сечин отметил, что Лисичанский НПЗ является ключевым активом и компания не планирует продавать предприятие,

несмотря на убыток в размере \$230 млн за прошлый год. Компания стала владельцем НПЗ мощностью 16 млн тонн нефти в год в конце марта, после приобретения ТНК-ВР. НПЗ, работавший по толлинговой схеме, был остановлен весной 2012 года по причине убыточности, что стало следствием как роста акцизов на топливо в России, так и увеличения поставок на Украину белорусских нефтепродуктов.

Впрочем, аналитики высказывают сомнения в том, что «Роснефти» удастся запустить НПЗ в ближайшее время. Из шести НПЗ на Украине работают лишь два — Кременчугский и Шебелинский. На долю импортных нефтепродуктов приходится свыше 70% продаж топлива в стране. К тому же украинская группа ВЕТЭК заявила о начале переговоров с «Роснефтью» о приобретении Лисичанского НПЗ.

Весьма активна «Роснефть» и на Дальнем Востоке. Заключив в марте соглашение о дополнительных поставках нефти в Китай, теперь госкомпания нацелилась на рынок нефтепродуктов. В ходе заседания межправительственной комиссии по ТЭК «Роснефть» заявила о намерении существенно расширить мощности Восточной нефтехимической компании (ВНХК) — до 24 млн тонн в год. Ранее предполагалось, что объем переработки по сумме трех этапов строительства составит 9,9 млн тонн, из них только 5 млн тонн придется на нефть.

Увеличение объема переработки в компании объясняют необходимостью расширить предложение нефтепродуктов на Дальнем Востоке. Заверше-



ние строительства запланировано на 2017–2018 годы, в связи с чем «Роснефть» может претендовать на дополнительные объемы прокочки по ВСТО. Если эти планы реализуются, то после выхода ВСТО на прокочку 50 млн тонн в год на «Роснефть» будет приходиться 46 млн тонн в год с учетом обязательств по контракту о дополнительных поставках нефти в Китай.

Планы «Роснефти» вызвали некоторые замечательство среди аналитиков. Ранее госкомпания отказалась от планов строительства нового НПЗ на Дальнем Востоке именно из-за отсутствия рынков сбыта для нефтепродуктов как на внутреннем рынке, так и на рынках АТР. Кроме того, заявка «Роснефти» фактически лишает другие компании доступа к порту Козьмино и может негативно отразиться на премии к цене сорта ESPO на мировых рынках, в том числе поставляемого и самой «Роснефтью».

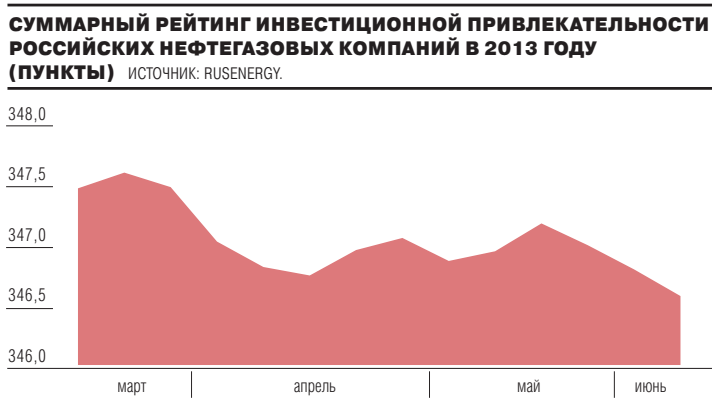
По подсчетам Виталия Крюкова из ИФД Капиталь, в результате модернизации, которая в настоящее время проводится на Комсомольском НПЗ «Роснефти» и Хабаровском НПЗ «Альянса», спрос на нефтепродукты в регионе будет в основном удовлетворен. Продукция ВНХК может найти спрос лишь на внешних рынках, если там для них найдется ниша, что достаточно спорно, учитывая политику азиатских стран, на-

правленную на развитие собственной нефтепереработки.

Налицо конфликт интересов «Роснефти» и других нефтяных компаний, которые финансировали строительство ВСТО через уплату повышенных тарифов по другим направлениям и потому вправе рассчитывать на продажу своих объемов нефти на премиальном азиатском рынке. Однако амбициозные планы «Роснефти» могут лишить их такой возможности.

Все лучшее — детям

На фоне «Роснефти» политика «Газпрома» кажется достаточно консервативной. Зампред правления монополии Андрей Круглов не исключил, что разработку Штокмановского проекта придется оставить «будущим поколениям». Таким образом, представитель монополии подготовил общественное мнение к тому, что «Газпром» готовится заморозить проект, над которыми концерн вместе с партнерами интенсивно работал в последние годы. В то же время одним из источников экспорта газа в Азию станет Южно-Киринское месторождение, сообщил господин Круглов. По оценкам «Газпрома», запасы Южно-Киринского месторождения на шельфе Сахалина сопоставимы с запасами Штокмана (эксперты отмечают, что это большое преувеличение). Кроме того, Южно-Киринское расположено ближе к целевым рынкам АТР.



«Инвесторы могут положительно отреагировать на решение „Газпрома“ оставить освоение дорогостоящего проекта, — полагает Тимур Салихов из ФГ БКС. — Южно-Киринское месторождение, очевидно, в большей степени соответствует стратегии компании, однако более определенно можно будет судить об этом на основании дополнительной информации от компании».

Еще одним несостоявшимся проектом может стать строительство завода СПГ на Ямале, которое планировали «Газпром» и НОВАТЭК. Предварительное соглашение об этом, подписанное двумя компаниями, истекло в апреле, и стороны не стали его продлевать. Оно предусматривало совместное освоение месторождений на Ямале и Гыдане, а также создание мощностей по сжижению газа.

В апреле глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон назвал переговоры с «Газпромом» непро-

дуктивными, напоминает Тимур Салихов. Затем представитель «Газпрома» сообщил, что газ Тамбейской группы месторождений пойдёт не на сжижение, а в газотранспортную систему. А планы были большие: в январе глава «Газпрома» Алексей Миллер обещал построить совместно с НОВАТЭКом завод мощностью 16,5 млн тонн СПГ в год.

Предполагалось, что «Газпром» получит 75% в СП, НОВАТЭК — 25%. Старт продаж был намечен на 2018 год. Впрочем, уже во время подписания предварительного соглашения эксперты высказывали сомнения в осуществимости проекта, называя его уязвимым точкой, в том числе отсутствие топливного маршрута экспорта в АТР. Некоторые говорили и о таком факторе риска, как различия в корпоративной культуре партнеров.

Завершающим штрихом стало исключение газовой монополии из своих контрактов

с клиентами условия take or pay, согласно которому покупатель обязан оплатить минимальный объем топлива, даже если он его не выбрал. Об этом заявил представитель подразделения «Газпром межрегионгаз» (отвечает за сбыт газа в России).

Доля «Газпрома» на внутреннем рынке снижается в течение нескольких последних лет, доля независимых производителей растет. Не в последнюю очередь из-за того, что независимые предлагают более гибкие условия покупки газа и не требуют оплачивать непоставленный товар.

Движение против этого пункта происходит и в Европе. В октябре 2012 года RWE Transgas, чешское подразделение немецкого RWE, успешно оспорило в суде финансовые требования «Газпрома» в связи с этим пунктом. Еще одним нарушителем условия take or pay стала Украина, однако «Газпром» не спешит подавать на нее в суд за недобор газа.

Таким образом, «Газпром» продолжает терять позиции как на внутреннем, так и на внешних рынках. Правда, есть решение правительства о развитии рынка газомоторного топлива, основным бенефициаром которого может стать «Газпром». Однако для того, чтобы расширить сбыт газа в этом секторе, монополии придется сначала вложить в развитие АГНКС весьма крупные деньги.

Повторение пройденного

ЛУКОЙЛ представил достаточно слабые финансовые результаты за первый квартал 2013 года по GAAP. Показатель EBITDA повысился на 3% к предыдущему кварталу благодаря росту цен и сокращению операционных расходов. Свободный денежный поток оказался отрицательным (–\$223 млн) из-за рекордно высокого объема программы капложений, запланированной на 2013 год, и приобретения Имильорского месторождения. Чтобы скрасить впечатление, вице-президент ЛУКОЙЛа Леонид Федун подтвердил прогнозы компании по росту дивидендов на 15% в год и заявил о возможности выплаты специальных дивидендов. «Следующий катализатор — стабилизация добычи на старых месторождениях... Дежавю?» — комментирует Тимур Салихов, намекая на то, что похожие обещания менеджмент компании делал и раньше.

«Снижение финансовых показателей предопределено негативной внешней конъюнктурой: снижением котировок нефти, укреплением рубля, ростом налогового бремени, — говорит Василий Танурков из ИК „Велес Капитал“. — В то же время есть и позитивные моменты — так, удельные расходы на добычу углеводородов в первом квартале 2013 года снизились на 1,5% по сравнению с четвертым кварталом 2012 года, составив \$5,29 за 1 барр. э.».

(Окончание на стр. 19)

«Нет ни заговора, ни клуба тех, кто или поднимает, или опускает цену на нефть»

экспертиза

Отрица наличие единого центра нефтяного ценообразования, ЯКОВ МИРКИН, заведующий отделом международных рынков капитала ИМЭМО РАН и председатель СД ИК «Еврофинансы», при описании основных факторов ценообразования, все же перечисляет страны и компании влияния на нефтяные цены. России в этом списке нет.

— Основные факторы влияния на нефтяные цены?

— Нефть с начала 2000-х годов стала финансовым товаром. Цены складываются на рынках нефтяных деривативов с основными биржами в Нью-Йорке, Чикаго, Лондоне. Нефть, как мы говорим, секьюритизирована. Инфляция несет ответственность за 85% роста цены на нефть от уровня 1950 года. Цены на любые активы всегда растут на длинных временных горизонтах, в них включена инфляция. Рост цен со скоростью 1–3% в год встроен в глобальную экономику.

На нефтяные цены на длинных временных горизонтах влияют изменения в устройстве и состоянии глобальных финансов (денежные системы, валютные режимы, счета капиталов, структура рынков, финансовая политика и регулирование, секьюритизация, глобальный спрос и предложение на финансовые инстру-



менты, инфляция). Здесь цены на нефть выступают не только товарным, но и денежным феноменом, ребенком финансовых рынков вместе с металлами, зерном и другими биржевыми товарами.

Важную роль играет внебиржевой рынок нефтяных деривативов. Основа цен и расчетов на нефтяном рынке — доллар США, мировая резервная валюта. Соответственно, огромное влияние на цену на нефть оказывают финансовые институты (инвестиционные и коммерческие банки) и финансовые конгломераты вокруг них, действующие в рамках англо-саксонского треугольника Нью-Йорк—Лондон—Британские офшоры, и финансовые регуляторы США и Великобритании (Федеральная резервная система, Банк Англии, Комиссия по торговле товарными фьючерсами

(США)). Все крупнейшие нефтяные компании имеют у себя команды трейдеров для работы в Нью-Йорке и Лондоне. Это самостоятельные игроки. На нефтяной рынок вошли все классы инвесторов: от мелких фондов до крупнейших, пенсионных фондов, эндаумент-фондов, хедж-фондов. Значительные фигуры на рынке — 10–15 ведущих нефтяных трейдеров. Они большей частью опираются на Швейцарию (налоговые льготы для них), Нидерланды и офшоры, хотя часто имеют мировую сеть отделений.

Нельзя сомневаться в том, что рост производства, чистого экспорта, падение чистого импорта по отдельным странам, если это не относится к краткосрочным колебаниям, неизбежно будет затрагивать соотношение глобального спроса и предложения на нефть и, соответственно, влиять на ее цену.

Речь идет о тех самых экстремумах, «хвостах», которые вмешиваются или даже могут ломать «финансовый» механизм ценообразования на нефть. Например, цель США стать чистым экспортером нефти к 2020 году неизбежно должна оказать значимое понижающее воздействие на цену нефти. Или, например, торможение Китая, если это произойдет, переход других азиатских стран в зону умеренного вместо сверхбыстрого роста будет оказывать аналогичное влияние.

(Окончание на стр. 19)

Streamимся на юг!

Освоили север, идем на восток, думаем о западе ...

Газопровод South Stream

900 км —
общая протяженность
морской части
газопровода

2250 м —
максимальная глубина
залегания газопровода
в Черном море

**ОБЪЕДИНЕННАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ**

www.omk.ru

нефть и газ практика

Бурение на прочность

конкуренция

Дорогие кредиты и полное отсутствие поддержки со стороны государства вытесняют с рынка малые и средние отечественные сервисные компании и производителей оборудования, обслуживающих нефтегазовый комплекс. Похоже, в условиях ВТО выживут лишь крупнейшие отечественные и иностранные подрядчики, которые смогут вписаться в новые технологические требования нефтегазодобытчиков.

Технологический тупик

Чуть меньше года назад Россия стала 156-м членом Всемирной торговой организации (ВТО). Переговоры о вступлении велись 18 лет, однако, судя по реакции бизнеса на вхождение в нее, большинство отраслей так и не успело подготовиться к этому событию.

Одними из тех, кто первым забил тревогу после вступления в ВТО, стали представители сервисного и машиностроительного секторов для нефтегазового комплекса. В то время как Минэкономразвития подсчитывало грядущие прибыли от экспорта российской продукции — до \$2 млрд дополнительных доходов по всем отраслям, в нефтесервисе и машиностроении оценивали, ждут ли их в будущем убытки.

«Вступление в ВТО может являться уверенным индикатором проблем внутри предприятий, четко указывает на сегодняшние проблемы в отношениях государства, вертикально интегрированных и сервисных компаний», — считает президент Тюменской ассоциации нефтегазовых сервисных компаний Владимир Борисов.

И проблемы, безусловно, есть: по оценкам самих участников рынка, в сервисном и машиностроительном секторах российские предприятия в настоящее время получают только 30–35% заказов нефтегазовых компаний, основная доля приходится на зарубежных подрядчиков. Но такой баланс сложился еще до вступления России в ВТО. Отток заказов в пользу иностранцев продолжается в течение последних лет, и с вступлением норм ВТО такая динамика будет только усиливаться.

«На данный момент объем рынка нефтесервисных услуг составляет \$20–25 млрд в год. За последние десятилетия доля иностранных компаний увеличилась в шесть раз, достигнув 65% рынка», — утверждает аналитик Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Дарья Козлова. — Это связано как с приобретением иностранными крупными игроками российских компаний или долей в них, так и потребностью российских ВИНК в передовых технологиях для увеличения добычи нефти или разработки сложных крупных проектов, чего большинство российских сервисных предприятий не может себе позволить. Текущая

налоговая политика, направленная на стимулирование добычи в России, будет способствовать закреплению на рынке иностранных игроков».

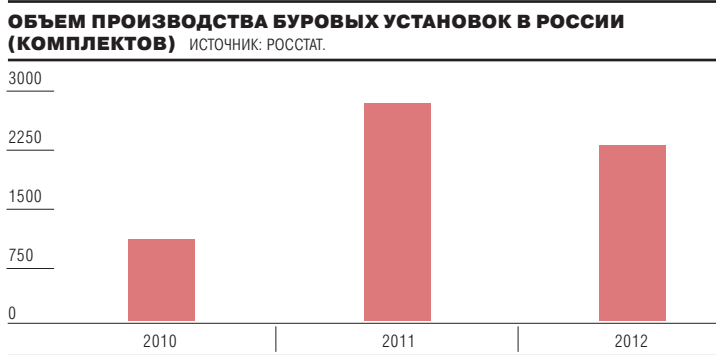
Действительно, государство стремится стимулировать добычающие компании переходить к проектам разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, а также осваивать шельфовые месторождения. Сервисные услуги такого рода относятся к высокотехнологичным, а этот сектор и вовсе принадлежит иностранцам более чем на 90%. По мере истощения традиционных запасов круг работ для российских подрядчиков станет постепенно сужаться, если они не смогут существенно обновить производственные мощности и переподготовить персонал.

Но пока предпосылок к этому нет. Анализ отчетности российских нефтесервисных компаний показывает, что цены на их услуги остаются для ряда сегментов на уровне кризисных, а рост по другим оценивается ниже уровня роста потребительских цен. Таким образом, сегодня при рентабельности нефтедобычи не ниже 26% сервисные предприятия продолжают работать с рентабельностью не выше 5–8%. При этом рентабельность ремонта скважин и вовсе находится на уровне 2–3%.

Средневзвешенная рентабельность

Если брать в расчет тот факт, что на 2012–2016 годы большинство отечественных сервисных предприятий запланировало массовую замену оборудования по причине его предельной изношенности (50–70% работающего оборудования выпущено еще во времена СССР), картина выглядит удручающей. Состояние отрасли и нынешние условия сотрудничества с добычающими компаниями не обеспечивают необходимого уровня финансирования. Но отказ от перевооружения может и вовсе обернуться потерей заказов.

Причина такого положения дел вовсе не нормы ВТО. Наоборот, те участники рынка, которые найдут средства для обновления парка оборудования, смогут существенно сэкономить на закупке иностранной техники благодаря снижению ввозных пошлин. Проблема в том, что найти финансирование смогут немногие.



«Сейчас установился баланс, который устраивает крупные нефтегазодобычающие компании и иностранный нефтегазсервис», — утверждает господин Борисов. — Достигнута определенная взаимная лояльность, учтены интересы лоббирующих сил в правительстве и Думе, одновременно определена задача — создание крупной российской нефтегазосервисной корпорации. В этой схеме не находится места небольшим и средним отечественным компаниям. Поэтому в ближайшее время за российскими компаниями будет сохраняться 30-процентная доля рынка, но не исключено, что она сократится до 20%. Многие компании будут исчезать или поглощаться под эгидой усиления и укрупнения российского сектора».

Условия, которые нефтегазовые компании уже давно диктуют своим подрядчикам, являются гораздо более приемлемыми для международных нефтесервисных компаний. Нефтяники предлагают сервису работать без авансовых платежей, производят расчет по факту выполнения операций или с отсрочкой в 60–90 дней, заключают краткосрочные годовые договоры.

Для международного бизнеса эти условия приемлемы: проекты в разных частях мира у них сбалансированы, что обеспечивает выход на определенную среднюю рентабельность, позволяющую в отдельных регионах зарабатывать больше, а где-то в какие-то периоды снизить цены и заработать меньше, сохранив долю рынка и стабильность компании.

Для российского сервиса эти правила игры губительны. Невозможность планирования более чем на год и необходимость постоянного кредитования существенно снижают возможность перевооружения и вложения в технологии, а значит, в перспективе ведут к потере конкурентных преимуществ. «У компании может не оказаться текущих средств для оплаты налогов, и фискальный орган имеет право заблокировать счет

в банке, парализуя работу всей компании и останавливая незавершенные проекты», — отмечает господин Борисов.

Поэтому для нефтесервиса насущно необходим комплекс законодательных мер, способных изменить существующую договорную практику. Только в этих условиях конкурентоспособность сектора может существенно повыситься.

Вице-президент по нефтесервису «РУ-Энерджи Групп» Тагирязн Гильманов добавляет: «Закрывать и ограничивать иностранных конкурентов не нужно. Здоровая рыночная конкуренция способствует нашему совершенствованию и повышению профессионального уровня. В качестве поддержки мы бы предложили сниженные проценты по кредитам. Ведь займы, которые мы берем у банков, идут на покупку новой техники и модернизацию оборудования. Сейчас же мы получаем кредиты на равных основаниях с нефтяными гигантами. Так не должно быть, потому что рентабельность нашего бизнеса в разы ниже».

Скоростное бурение

Если нефтесервисный сектор, уже давно работающий в условиях экспансии международных компаний, существенных изменений в результате вступления в ВТО не ощутил, то для нефтегазового машиностроения последствия будут заметнее. После вхождения России в торговую организацию на иностранное оборудование должны снизиться пошлины: по буровым установкам — с 10% от стоимости, но не менее €2,5 с 1 кг, до 0% за три года, по реакторам для нефтепереработки — с 15% до 10% за три года, по роторам — с 10% до 5% за четыре года, по паровым турбинам мощностью свыше 40 МВт — с 20% до 15% за четыре года, а для турбин менее 40 МВт так и останутся на уровне 15%, по котельному оборудованию — с 15% до 7,5% за четыре года.

По пессимистичному сценарию, отраженному в «Стратегии развития тяжелого машиностроения на период до 2020

года», все это может привести к прямым потерям вследствие увеличения импорта, а также упущенным возможностям роста. Впрочем, как и в случае с нефтесервисом, вопрос в основном упирается в перевооружение предприятий. Сложно говорить о конкурентоспособности, когда степень износа оборудования в отрасли достигает 72% при ежегодном увеличении показателя на 2%.

Хотя пока кардинальных изменений сектор не ощутил, утверждает Сергей Чирков, директор департамента маркетинга филиала «Уралмаш НГО Холдинг» в Екатеринбурге, производящего буровые установки: «Ни на финансовых, ни на производственных показателях пребывание в ВТО еще не отражается. Для нашей отрасли год — слишком маленький срок. У буровой установки период изготовления и поставки — год. Чтобы оценить результаты, нужно два-три года».

Впрочем, как избежать драматичных последствий помогают и сохраняющиеся пошлины: в августе 2012 года снизилась только адвалорная пошлина до 5%, с 2014 года планируется уменьшить специфическую пошлину до 0,54% и €1,79 за 1 кг в зависимости от типа буровых установок, и лишь с 2015 года пошлины полностью обнулится. Ключевая задача российских производителей — успеть к этому

сроку модернизировать производственные мощности, чтобы быть конкурентоспособными и по качеству, и по ценам за счет снижения себестоимости производимой продукции.

«Несколько лет назад мы поставили перед собой цель — занять 60% российского рынка бурового оборудования. Мы ее практически достигли, получили около 58%. Сейчас наша задача — закрепиться на этом уровне и не потерять его в меняющихся условиях. Все упирается в модернизацию мощностей. Тут уж кто успеет, тот успеет. У менее конкурентоспособных игроков есть все шан-

сы покинуть рынок. Я не думаю, что лидеры много потеряют от вступления в ВТО. Другое дело — малые и средние компании, поставляющие, например, комплектующие. Особенно это касается оборудования, которое используется уже давно. По мере модернизации они станут терять свой рынок», — считает господин Чирков.

Этого можно избежать только в одном случае — проведя модернизацию. Но у компаний, имеющих оборотные средства только для текущих финансовых операций, таких перспектив нет. «Россия не Китай. Эта страна — один из наиболее удачных примеров господдержки в условиях норм ВТО. Производителям-экспортерам выделяются субсидии для компенсации пошлин, есть система дотаций под инвестиционные фонды для технической модернизации и НИОКР», — сетует директор департамента маркетинга филиала «Уралмаш НГО Холдинг» — «Кроме того, китайцы получают кредиты под мизерные проценты благодаря государственной компенсации. Это даже скорее расщербка, чем кредит».

Если сравнивать Россию с Китаем, то разница по ставкам кредита для национальных компаний в среднем составляет 10 процентных пунктов. Впрочем, и в отдельных регионах нашей страны стремятся хоть немного изменить ситуацию и поддержать машиностроение. Например, Тюменская область, стимулируя нефтяные и газовые компании к сотрудничеству с местными предприятиями, установила восьмипроцентную компенсацию стоимости оборудования и материалов, заказанных на юге региона.

По данным местных властей, в 2012 году нефтегазодобычающим предприятиям Югры и Ямала было возвращено свыше 100 млн рублей. Они, в свою очередь, разместили на юге области заказов на сумму, превышающую 1,5 млрд рублей. Кроме того, областное

правительство субсидирует сервисным предприятиям процентные ставки по кредитам, компенсирует часть затрат на научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы. Но пока такие примеры являются скорее исключениями и не могут существенно влиять на положение дел в отрасли.

Наука выживания

«Безусловно, вхождение в ВТО — сильный стимулятор для развития промышленности на стадии зрелого роста», — считает господин Борисов. — Это произойдет через 10–15 лет, когда наша сфера услуг и производства окрепнет и станет конкурентоспособной, когда будут созданы благоприятные условия для работы, доступны недорогие кредиты, ослабнет гнет контролирующих и фискальных органов, а крупные нефтегазовые корпорации будут активнее сотрудничать с российскими компаниями».

Тут хочется добавить — с теми компаниями, которые выживут. Для нефтесервиса критическим станет период 2013–2016 годов, в который ему предстоит обновить парк оборудования, доставшийся в наследие от советского прошлого. Те, кто по финансовым причинам не сможет этого сделать, будут вынуждены уйти с рынка. Ну а для нефтегазового машиностроения лакмусовой бумажкой конкурентоспособности окажется период 2014–2016 годов. Уже в 2014 году часть пошлин станет минимальной и последние защитные барьеры будут убраны. Если к тому моменту покажетелем «цена-качество» не удастся оптимизировать, шансы на выживание у предприятий крайне малы.

Есть несколько факторов, определяющих дальнейшее развитие не только нефтесервиса, но и других смежных отраслей, таких, как машиностроение, наука, образование, — рассуждает исполнительный директор ГК «Интегра» Дмитрий Шульман. — Во-

первых, существует необходимость государственного регулирования таможенных отношений, сертификации оборудования, поступающего на рынок, борьбы с контрафактной продукцией и так далее. Второй вопрос — взаимоотношения с банками, так как наряду с краткосрочными годовыми контрактами (от которых, кстати, страдают и заказчики, и подрядчики) высокие кредитные ставки при ценах нефтесервисного рынка не могут положительно влиять на динамику развития как науки, так и производства. Конкурировать российским предприятиям с мировыми лидерами непросто, и они нуждаются в поддержке».

Третий, не менее важный вопрос, по словам господина Шульмана, — подготовка кадров. Производство с учетом внедрения мировых передовых технологий шагает вперед быстрее, чем образование. В настоящее время в профильных вузах необходимо обучать не только студентов, но и преподавателей. Для этого нужны учебные базы, оснащенные современным оборудованием. Отсутствие финансирования зачастую критично: «Участие государства в решении этих вопросов позволит российскому нефтесервисному рынку гармонично развиваться, создать здоровую конкурентную среду. Есть ли другие пути? Полагаю, что этот с учетом всех обстоятельств оптимальный», — заключает руководитель «Интегр».

Впрочем, большая часть его выводов справедлива как для нефтесервиса, так и для машиностроения. Проблема только в том, что ни в правительстве, ни в крупных нефтегазовых компаниях этого упорно не хотят замечать. А значит, динамика оттока заказов в пользу иностранных компаний будет сохраняться и даже увеличиваться. Если и стоит в этом винить кого-то, то уж точно не ВТО.

Маргарита Маскина,
RusEnergy,
специально для «Ъ»

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ НАЛОГИ

Документ под названием «Основные направления налоговой политики» (ОНП), ежегодно принимаемый правительством в качестве базы для подготовки бюджета на следующий трехлетку, как и ранее, посвящен реформированию нефтегазовых налогов. Увы, давно востребованный нефтяниками переход с НДС на НДС вновь откладывается.

Отложенный коэффициент

Правительство РФ на заседании 30 мая одобрило «Основные направления налоговой политики на 2014–2016 годы». Этим документом среди прочего газодобычающим компаниям обещан новый подход к исчислению ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) — на основе формулы, учитывающей экономическую добычу на месторождениях. Нефтяникам Минфин намерен предложить набор фискальных льгот при разработке шельфа и трудноизвлекаемых запасов.

Новации здесь обещаны по четырем направлениям. Первое — переход с 2014 года на так называемый формульный подход к исчислению ставки НДПИ при добыче природного газа. В «Основных направлениях...» Минфин обосновал принципы нового подхода. Бюджетные доходы от НДПИ на газ должны быть сохранены на нынешнем уровне, в формуле должны быть учтены средние оптовые цены газа на внутреннем рынке и его экспортная цена, должно в ней найтись место для средней цены нефти URALS и курса рубля к доллару. Кроме того, при определении ставки налога будет применен специальный коэффициент, учитывающий компонентный состав месторождения (баланс газа и конденсата в добыче), а также региональный коэффициент.

Непосредственно на заседании правительства вице-премьер Аркадий Дворкович сообщил, что избежать потерь бюджета при переходе на «газовую формулу», возможно, не удастся. Поскольку Владимир Путин поставил перед Белым домом задачу сдерживать тарифы монополий, тарифы на газ в 2014–2015 годах могут быть проиндексированы менее чем на 15% в год, как ранее предполагалось (Минэкономразвития предлагает снизить темпы роста тарифов на газ для промышленных потребителей до 5%). «Юноас состоит в том, какие решения будут приняты в отношении цен на газ на 2014–2015 годы. В случае если они будут индексироваться меньшими темпами и будет применена формула, будут потери в прогнозируемых доходах бюджета», — пояснил вице-премьер.

Вторая нефтегазовая тема «Основных направлений...» — льготы для шельфа. Точнее, для компаний, рискнувших вложить деньги в разработку «новых морских месторождений углеводородного сырья, расположенных в границах внутренних морских вод, территориального моря, на континентальном шельфе Российской Федерации и в Каспийском море». Таким инвесторам обещан особый режим налогообложения и таможенно-тарифного регулирования. Это адвалорные ставки НДПИ (в размере от 5% до 30%) в зависимости от категории сложности проекта освоения нового морского месторождения, а также неизменность налоговых ставок для инвесторов на период от 5 до 15 лет. Также компаниям будет предоставлен неограниченный срок переноса налоговых убытков и механизм ускоренной амортизации при определении налога на прибыль.

Это будет возможно, если разработчики наладят раздельный учет доходов и расходов по деятельности, связанной с реализацией каждого проекта освоения новых месторождений, и будут отдельно определять налоговую базу по каждому из них. Как обещает Минфин, добытые на новых морских месторождениях нефть и газ будут освобождены от вывозных таможенных пошлин. Кроме того, оборудование, используемое при реализации проектов, будет освобождено от налога на имущество организаций, от НДС и ввозных пошлин.

Третья составляющая нефтегазовой части «Основных направлений...» — это обещание Минфина завершить разработку специального налогового режима для нефти, добываемой из трудноизвлекаемых запасов. Уже подготовленный ведомствами проект федерального закона предусматривает применение к ставке НДПИ для такой нефти специального коэффициента, характеризующего степень сложности добычи. Он будет учитывать показатели проницаемости и эффективной нефтенасыщенности толщины конкретной залежи участка. Применительно к баженовским, абаласским, худымским и доманиковым продуктивным отложениям коэффициент будет равен нулю, в отношении тюменских отложений — 0,8.

Для получения этой льготы нефтяникам предлагается наладить систему прямого раздельного учета добываемого сырья, под которой понимается отдельная система сбора и подготовки нефти. Отметим, что это условие уже вызвало возражения у компаний. На прошедших в мае в Госдуме парламентских слушаниях по «Основным направлениям...» губернатор Ханты-Мансийского автономного округа Наталья Комарова заявила, что нефтекомпания, скорее всего, не сможет воспользоваться обещанными льготами именно из-за требования раздельного учета трудноизвлекаемой нефти. Причиной этому могут стать большие затраты, которые придется осуществить компаниям. По словам губернатора нефтяного округа, нефтяникам придется «продублировать значительную часть наземной инфраструктуры и создать принципиально новую дороговую подземную часть».

Гипотетическая составляющая

Четвертый касающийся нефтяников пункт ОНП, в отличие от первых трех, пока носит скорее теоретический характер. «В рамках реализации долгосрочной стратегии налоговой реформы в нефтяном секторе возможно начало процесса по постепенному снижению ставки вывозной таможенной пошлины на нефть с одновременной компенсацией выпадающих доходов за счет увеличения ставки НДПИ на нефть». Речь идет о желании Минфина начать снижение экспортной пошлины на нефть с параллельным повышением НДПИ.

Сама по себе идея постепенного отказа от почти нигде в мире не применяемых экспортных пошлин (при внешней торговле принято облагать импорт) не является чем-то новым. Но ранее Минфин говорил об этой возможности лишь в теоретическом плане. Объяснял это высокой «ценой» нефтяной пошлины для федерального бюджета (2,5 трлн руб. из 12,9 трлн руб. всех его доходов в 2012 году). Тем не менее в 2011 году работавшие над «Стратегией-2020» правительственные эксперты написали целый доклад на эту тему. Необходимость отказа от вывозной пош-

лины они объяснили тем, что консервация заниженных внутренних цен на углеводороды снижает конкурентоспособность российской экономики.

Аргументы в пользу «размена» пошлины на НДПИ у Минфина те же, что у авторов «Стратегии-2020». «Экспортные пошлины на нефть — мера нерыночная, это субсидирование экономики», — считает руководитель департамента налоговой и таможенно-тарифной политики Минфина Илья Трунин. Перенос нагрузки на НДПИ, по его словам, расширит налогооблагаемую базу. Ведь налог на добычу компаний платят со всей нефти, пошлину — только с экспортируемой (это примерно половина от добытой). В ведомстве при этом признают, что повышение НДПИ неизбежно приведет к росту внутренних цен на нефть. Чтобы снизить негативный эффект от этого, Минфин предлагает растянуть процесс замены одного платежа другим на период до 30 лет. Пока детальных расчетов этого нет и сроки начала возможного «налогового маневра» не назывались. «Реализация такого решения возможна только после детальной оценки всех бюджетных и экономических эффектов от его применения», — сказано в тексте «Основных направлений...».

Любопытно, что в одобренном правительством плане налоговых изменений нет ни слова о другой идее Минфина, реализации которой давно ждут нефтяники. Речь идет о замене НДПИ для нефтяной отрасли новым налогом на дополнительный доход (НДД). Смысл новации — облагать не нефть в момент ее добычи, как сейчас, а накопленную за время разработки месторождения прибыль, понимаемую как разницу между доходами и расходами за весь срок освоения участка. Ставка налога должна увеличиваться по мере роста добычи сырья и снижаться при ее сокращении. «Это более гибкая система», — заявлял ранее заместитель главы Минфина Сергей Швагин, — она сдвигает нагрузку во времени, переносит ее максимум на период интенсивной разработки. Ввиду того что сумма налога будет увязана с затратами, ввести НДД обещают только для относительно новых месторождений, ведь документально обосновать затраты по участкам недр, разрабатываемым еще с советского периода, весьма затруднительно.

Отметим, что ранее Минфин увязывал введение НДД с принятием новых правил контроля трансфертного ценообразования. «Трансфертный» закон уже принят и действует, но идея НДД Минфин сейчас уже не продвигает. За него это сделали эксперты «Открытого правительства», которые также обсуждали налоговый документ накануне его одобрения Белым домом. В принятом по итогам дискуссии заключении членов экспертного совета при правительстве Минфин среди прочего предложил «обозначить позицию по вопросу введения налога на дополнительный доход в нефтегазовой отрасли». Отметим, что профильное для нефтяников министерство — Минэнерго — свою позицию по НДД уже обозначило. В плане деятельности этого ведомства на период до 2018 года переход на новый налоговый режим для нефтяных компаний на основе налогообложения финансового результата (другое название системы НДД) запланировано уже на 2016 год. Ранее Минэнерго обещало разработать модель перехода на НДД уже до конца текущего года и в 2014-м в рамках эксперимента применить ее к ряду месторождений «Башнефти» и ЛУКОЙЛа.

Вадим Вислогузов

НЕТ НИЧЕГО ПРОЩЕ, ЧЕМ ПРОДАТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

По мнению коммерческого директора электронной торговой системы B2B-Center **АНДРЕЯ БОЙКО**, именно кризис 2008–2010 годов способствовал переходу компаний-закупщиков нефтегазовой отрасли и поставщиков нефтегазовой продукции к использованию электронной торговли. Закупщикам нужно было снизить издержки, а поставщикам — выйти на новые источники доходов.

В период кризиса нефтегазовые компании отдавали предпочтение закупкам минималогичной продукции. Во время кризиса нефтегазовые компании-поставщики реализовывали продукцию, спрос на которую отличается стабильностью (масла и смазки). По мере восстановления отрасли после кризиса номенклатура поставляемой продукции расширялась, что может указывать на возобновление роста экономики в целом, приводящее к появлению спроса на новые номенклатурные позиции (топливо, твердые углеводороды). По окончании кризиса и в посткризисный период проводились закупки высокотехнологичной продукции высокой стоимости, а также закупки услуг строительных и ремонтных зданий и сооружений.

Сырая нефть — биржевой товар и преимущественно реализуется на крупнейших мировых биржах, а в системе B2B-Center проводятся закупки нефтепродуктов и нефтехимии,



в которых есть потребность «здесь и сейчас». Иными словами, когда заказчику необходимо купить определенный объем продукции с доставкой, на своих условиях и в соответствии с графиком поставки. Ежегодно объемы закупок нефтепродуктов на электронной площадке B2B-Center растут в разы. Например, в 2012 году объем торгов увеличился в восемь раз.

В нашей системе существует специальная опция — создание площадок для крупных заказчиков. ОАО «АНК „Башнефть“» — пример успешной реализации такого проекта. На площадке B2B-Bashneft работают предприятия группы компаний «Башнефть». Согласно официальным данным компании «Башнефть», по итогам 2011 года экономический эффект от проведения торговых

процедур в электронной форме составил в среднем 17%, что позволило компании сохранить в бюджете более 1,8 млрд рублей.

Следует отметить, что как компания, для которых внутри системы B2B-Center была разработана корпоративная площадка, так и компания, работающая на едином ресурсе, пользуются всеми функциональными возможностями единой электронной системы с развитым конкурентным рынком. Среди крупнейших компаний можно обозначить также дочерние структуры «Башнефти», ОАО «Зарубежнефть», ГК «Интегра», ООО «Новые энергетические услуги», ООО «Зенит-Химмаш», ЗАО «Римера», ОАО АК ОЗНА, ОАО «Сатурн — Газовые турбины», ФГУП «НПЦ газотурбостроения „Салют“», ОАО «Арктикоморнефтегазразведка», ООО «Уралмаш НГО Холдинг», ООО «Стройгазконсалтинг», ОАО «Азмаш» и проч.

Через электронную площадку можно продать любой объект вплоть до месторождений, в этом нет ничего специфического. Торги на аналогичные тематики проводились, например, на продажу шахт, мест добычи определенных ископаемых и прочее.

На электронной площадке в качестве поставщиков принимают участие в торгов компаниями из зарубежных стран. Например, предприятия из Италии, Германии, США, стран СНГ и др.

Записал Владислав Дорофеев

нефть и газ конкуренция

Интрига протяженностью 2000 км

инвестиции

Оказался под вопросом проект строительства продуктопровода Ямал—Поволжье, который бы снял в Приволжском федеральном округе проблему дефицита сырья для нефтегазохимической промышленности округа, самой передовой и крупнейшей в стране.

«Хорошо, давайте»

Год назад президент Башкирии Рустэм Хамитов представил российскому президенту проект строительства продуктопровода под условным названием Ямал—Поволжье для транспортировки широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ), который бы снял проблему дефицита сырья для химической промышленности ПФО, в частности Башкирии и Татарстана. «Этот проект позволил бы сделать просто качественный рывок в развитии химической промышленности. Хотел бы, чтобы вы поддержали нас», — обратился к президенту страны президент Башкирии. «Хорошо, давайте», — ответил Владимир Путин.

Позтому неудивительно, что вопрос о судьбе продуктопровода Ямал—Поволжье был ключевым на прошедшем в конце мая в Уфе III международном форуме «Большая химия». Из выступления президента Башкирии следовало, что результаты по проекту в общем неплохие. «Мы в хорошем смысле разбудили тех, кто должен был бы давно заниматься решением проблем большой химии и нас в республике», — сказал в своей речи Рустэм Хамитов. Он также отметил, что важным стало единение позиций Башкирии, Татарстана и Ямало-Ненецкого автономного округа в части планов подачи сырья в Поволжье.

Напомним, 30 января Башкирия, Татарстан и ЯНАО создали производственно-коммерческую структуру ОАО «Ямал—

Поволжье», которой и предстоит заниматься реализацией проекта по строительству магистрального трубопровода для транспортировки ШФЛУ в Приволжский нефтегазохимический кластер. Учредителями являются Региональный фонд (33,3%), некоммерческий региональный инновационно-инвестиционный фонд «Ямал» (33,3%) и «Нижнекамскнефтехим» (33,4%). Стоимость реализации проекта оценивалась в 80–120 млрд руб.

Потребность нефтегазохимических предприятий Поволжья в ШФЛУ объясняется тем, что при существовании в регионе больших свободных объемов нефти — основного на сегодня сырья для нефтегазохимии в регионе — производство этилена из газа обходилось бы дешевле. Кроме того, добыча нефти в Поволжье не растет, поэтому сложно оценить перспективы развития химической промышленности.

Однако для выработки конкретного решения по проекту даже года (с тех пор как башкирский президент представил проект трубопровода российскому президенту) оказалось мало. На форуме «Большая химия» в Уфе стало известно, что проект еще весьма далек от реализации. В своем выступлении полномочный представитель президента РФ в ПФО Михаил Бабич достаточно резко выразил недовольство отсутствием поддержки проекта Ямал—Поволжье со стороны федерального правительства. «Год прошел, но



Дефицит сырья в ПФО может привести к тому, что современные нефтехимические комплексы останутся и зарастут чертополохом

ФОТО МАКСИМА КИМЕРЛИНГА

мы даже в теоретических подходах пока никуда не продвинулись», — обратился он к заместителю министра энергетики России Михаилу Грязнову. «Если бы не инициатива глав регионов, то мы вообще стояли бы на месте. Ставить в заслугу строительство новых мощностей? Но это заслуга компаний, которые их строят, а мы с вами как государство что делаем? Мы создали условия для долгосрочного инновационного развития?»

Ответ заместителя министра энергетики РФ Михаила Грязнова полпреду был лаконичен: «Производители сырья — НОВАТЭК, «Газпром»,

СИБУР — не подтвердили наличия свободных объемов ШФЛУ на данном направлении».

В своем ответе господин Грязнов указал на то, что при изучении проекта «Ямал—Поволжье» было выявлено три ключевых недостатка, которые и препятствуют динамичному развитию данного проекта. Первый — технический. По его словам, в настоящее время нет документов, которые позволили бы строить продуктопроводы предлагаемого диаметра на предлагаемое расстояние (около 2 тыс. км). Второй недостаток: документальная база и технико-экономическое обоснование проекта были подготовлены по состоянию на 2010 год и к моменту обсуждения частично утратили актуальность. И третий: данный продуктопровод не соответствует ни утвержденным схемам

территориального планирования, ни Энергетической стратегии до 2030 года.

«Помимо тех компаний, которые заявляют, что нет сырья, есть компании и органы государственной власти, которые утверждают, что они есть в достаточном объеме», — возразил ему полпред президента в ПФО Михаил Бабич. «Компании говорят, что нет сырья. Так давайте проведем государственную экспертизу, при необходимости международных экспертов привлечем. Тезис же о том, что нет каких-то нормативных документов, так это и есть наша с вами работа».

Классификация нефтехимии

За последнее десятилетие производство нефте- и газохимической продукции в мире росло очень динамично. Сегодня объем выручки от продаж такой продукции на глобальном рынке приближается к \$4 трлн. Россия за тот же срок, сделав ставку на экспорт сырой нефти, значительно снизила объемы производства многих видов нефтехимической продукции, при этом потеряв технический уровень в этой сфере до такой степени, что отставание стало угрожающим. И не только от таких ведущих стран, как США, Япония, западноевропейские страны, но и от Китая, Южной Кореи, Бразилии, Саудовской Аравии и др.

В большей части мира нефтегазохимия считается выгодным бизнесом. Это подтверждается тем, что практически на всех этапах развития отрасли в разных странах мира темпы роста отрасли опережали темпы роста ВВП. Российская нефтегазохимия добивалась такого только во времена Советского Союза.

Также нефтегазохимическая промышленность является серьезным фактором модернизации экономики во многих странах мира. Заменяя многие традиционные материалы, продукты нефтегазохимии могут применяться в обновлении производственных процессов, а также быть важным сырьем для таких высокотехнологичных отраслей, как производство лекарственных препаратов или биотехнологии. Поэтому сегодня во многих странах нефтегазохимия является одним из приоритетных направлений экономического развития.

При этом продукция нефтегазохимии отличается высокой добавочной стоимостью. После четырех-пяти стадий переработки углеводородного сырья стоимость конечной продукции может возрасти в восемь-десять раз. Некоторые продукты на седьмой-восьмой стадии переработки нефти и попутных нефтяных газов превосходят стоимость аналогичного объема сырья в 100 и более раз. В России же многие из известных в мировой практике высших переделов не представлены вовсе. Это одна из причин, по которым доля конечных потребительских товаров в продукции химического комплекса в России не превышает 10–15%, что в два-три раза ниже уровня США, Германии Франции и других стран.

Экспорт сырой нефти и природного газа и сегодня остается приоритетом для России. Хотя очевидно, что структура спроса на глобальных рынках на первичные энергоносители из России будет меняться не в ее пользу. По мнению экономистов, в ближайшие несколько лет вклад экспорта энергоносителей в ВВП страны будет сокращаться, и, по разным данным, примерно на треть.

Нельзя сказать, что в российском правительстве не понимают серьезности этих проблем. Так, еще в 2010 году премьер-министр Владимир Путин провел ряд совещаний по проблемам нефтегазохимии и поручил профильным ведомствам разработать «План развития нефте- и газохимии России на период до 2030 года». Эта работа была сделана.

На первом этапе реализации плана было необходимо определить возможные ключевые инвестиционные проекты, учитывающие запасы существующих и перспективных месторождений. Вторым этапом должна была стать программа размещения перерабатывающих нефтегазохимических мощностей, модернизации старых и строительства новых. Туда же относились схемы добычи сырья.

Развивая российскую территорию на кластеры, по задумке авторов плана, могла бы существенно повысить эффективность производства нефтегазо-

химической продукции. В итоге, исходя из расположения существующих мощностей, источников сырья, в России появилось шесть кластеров.

Волжский нефтегазохимический кластер на сегодня является крупнейшим нефтегазохимическим комплексом в России, включающим перерабатывающие мощности в Татарстане, Башкирии, Нижегородской и Самарской областях. Сейчас в Приволжском федеральном округе насчитывается 77 крупных предприятий нефтегазохимической отрасли, на которых занято более 400 тыс. человек. В пределах Волжского кластера сегодня производится 68% этилена, 60% полиэтилена, 63% полипропилена, 53% поливинилхлорида, 80% полистирола, 100% полиэтиленерефталата и синтетических каучуков от общего производства в России.

Поток сомнений

Камен преткновения в истории с продуктопроводом Ямал—Поволжье является нехватка объемов сырья для наполнения трубы. В компании СИБУР также считают, что свободных объемов сырья для проекта «Ямал—Поволжье» в Западной Сибири в достаточном количестве нет. Дело в том, что СИБУР строит в Тобольске крупный перерабатывающий комплекс по производству этилена. Планируется создание пиролизного производства мощностью 1,5 млн т/год этилена и полимерных комплексов общей мощностью до 2 млн т/год.

Для транспортировки ШФЛУ из ХМАО и ЯНАО до тобольской площадки СИБУР планирует использовать собственную действующую трубопроводную инфраструктуру. Тем более что сейчас компания близка к завершению строительства нового магистрального продуктопровода от Пуровского ЗПК до Тобольска протяженностью 1 тыс. км и общей мощностью 8 млн т/год. В компании считают, что после запуска комплекса на полную мощность избыток ШФЛУ в Западной Сибири для транспортировки в Поволжье не останется. Принимать же участие в создании другого продуктопровода в компании пока не планируют.

Мнение о недостатке сырья для переработки в Башкирии и Татарстане разделяют не все. Как отмечает генеральный директор ОАО «Ямал—Поволжье» Константин Хлуднев, доминирующее положение по объемам запасов (более 66%) и добычи (45%) так называемого жирного газа (содержащего ШФЛУ) в Надым-Тур-Тазовском районе занимает «Газ-

ром». Добычные возможности жирного газа в этом районе могут обеспечить получение из него ШФЛУ в объеме 18,7 млн т. Сегодня практически весь объем извлекаемого из него ШФЛУ (3,84 млн т) поставляется на газохимические предприятия «Газпрома» и СИБУРа. С вводом в 2015 году продуктопровода Пуровский ЗПК—«Тобольск-Нефтехим» пропускной способностью 8 млн т в год практически весь объем извлекаемого ШФЛУ будет поступать на переработку на газохимические мощности СИБУРа. Однако по оценкам экспертов, при соблюдении прогнозируемых темпов добычи жирного газа и эксплуатации трубопроводных мощностей по транспортировке ШФЛУ на достигнутом уровне после 2015 года весь избыточный объем ШФЛУ (около 7,3 млн т в 2020 году) планируется поставлять в составе жирного газа в Единую газотранспортную систему. «На этот ресурс мы и рассчитываем, его могли бы получать с 2017 года по продуктопроводу Ямал—Поволжье пропускной мощностью до 8 млн т», — говорит господин Хлуднев.

Оптимизм гендиректора ОАО «Ямал—Поволжье» в отношении запасов газа для транспортировки в Поволжье разделяет и академик Алексей Конторович. Он полагает, что, по самым осторожным оценкам, к 2020 году в Западной Сибири годовая добыча жирного конденсатного газа будет составлять 145–175 млрд кубометров в год. При этом мощность газоперерабатывающих заводов в Западной Сибири пока около 22 млрд кубометров. Нефтегазохимические мощности в Западной Сибири не смогут освоить все объемы этана и ШФЛУ, которые могут производиться в регионе. Избыток ШФЛУ в Западной Сибири к 2020 году может составить около 15 млн т в год.

Академик уверен, что если ввести в разработку залежи жирного газа Надым-Пуровского междуречья, то это потребует огромных мощностей по переработке жирного газа с выделением конденсата, этана, пропантановой фракции, строительства продуктопроводов и нефтехимических предприятий как в Западной Сибири, так и за ее пределами.

К тому же, по мнению Алексея Конторовича, перевод российских нефтехимических предприятий с нефти на этан позволит бы снизить себестоимость полимерной продукции в два-три раза, что существенно увеличило бы конкурентоспособность российской продукции на мировом рынке.

В целом же о судьбе проекта говорить пока рано. С одной стороны, потребность башкирских и татарских нефтегазохимических предприятий в сырье будет продолжать расти. Это понимают не только главы РБ Рустэм Хамитов и РТ Радий Минниханов, но и лидеры регионов — потенциальных поставщиков сырья: губернатор ЯНАО Дмитрий Кобылкин, еще в прошлом году подписавший протокол о намерениях о создании продуктопровода, и губернатор ХМАО Наталья Комарова, выразившая готовность стать соучредителем проекта (по утверждению участников форума «Большая химия»).

С другой стороны, необходимости в строительстве такого продуктопровода не видят компании — владельцы газа, и их мнение разделяют в Министрстве энергетики РФ.

Что касается первой, заинтересованной в строительстве, стороны, то в резолюции III международного форума «Большая химия» в Уфе участники решили до 1 декабря 2014 года подготовить технико-экономическое обоснование проекта «Ямал—Поволжье».

Со стороны же правительства вице-премьер РФ Аркадий Дворкович пообещал, что принципиальное решение по сырью обеспечению нефтехимических предприятий Поволжья может быть принято в этом году. «Чтобы определиться с решением, нужно привлечь специалистов из отрасли, как министров, так и всех компаний, которые участвуют в этом процессе. В ближайшее время в Москве соберемся и постараемся найти решение», — сказал вице-премьер.

Константин Анохин

КЛАСТЕРИЗОВАННАЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЯ

При написании Плана развития газовой и нефтехимии на период до 2030 года Министерством энергетики России авторами было выделено шесть кластеров по географическому признаку. Они исходили из расположения существующих мощностей, источников сырья и планов компаний по развитию действующих или строящихся производств.

1. Западно-Сибирский нефтегазохимический кластер. Расположен в Тюменской области, ориентирован на переработку местного сырья — ШФЛУ, нефти, этана и СУГов — из попутного газа нефтяных месторождений и нестабильного газового конденсата газоконденсатных месторождений Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО. Прогнозируется значительный рост ресурсной базы легких углеводородов после 2015 года в основном за счет освоения новых регионов добычи нефти и газа. Общие объемы мощностей по производству этилен- и пропиленпроизводных могут составить около 1,6 млн тонн и 0,8 млн тонн соответственно. Ежегодный вклад в ВВП может достичь более 130 млрд руб.

2. Поволжский нефтегазохимический кластер. Крупнейший нефтегазохимический комплекс в России. Включает в себя производство в Татарстане,



Башкирии, Нижегородской и Самарской областей. Развитию производств в этих регионах традиционно способствовала синергия с существующими нефтеперерабатывающими заводами и близость к основным рынкам сбыта нефтегазохимической продукции — европейской части России и странам Европейского союза. Для сырьевой основы кластера в Ставропольском крае (инициатор проекта — компания ЛУКОЙЛ). Ежегодный вклад в ВВП может составить 50 млрд руб.

3. Каспийский нефтегазохимический кластер. Планируется строительство газохимического комплекса по переработке местного сырья минерально-сырьевой базы Каспия в Ставропольском крае (инициатор проекта — компания ЛУКОЙЛ). Ежегодный вклад в ВВП ожидается в 50 млрд руб.

4. Восточно-Сибирский нефтегазохимический кластер. Расположен на юге Красноярского края и в Иркутской области. Концепция его развития направлена на утилизацию местного сырья. При вводе всех намеченных проектов объемы этилен- и пропиленпроизводных к 2020 году — более 1 млн и 0,5 млн тонн в год соответственно. Ежегодный вклад в ВВП может составить около 30 млрд руб.

5. Северо-Западный нефтегазохимический кластер. Планируется реализация проекта на базе нефтегазохимических комплексов на Балтике с завершением после 2017 года. Расположение завода на побережье улучшит логистику сбыта готовой продукции, ориентированной на экспортный рынок Евросоюза. После реализации проектов ежегодный вклад в ВВП оценивается в 200 млрд руб.

6. Дальневосточный нефтегазохимический кластер. Расположен в Приморье, будет развиваться на основе сырьевой базы юга Якутии. Проекты новых нефтегазохимических комплексов уточняются.

В случае реализации всех нефтегазохимических проектов по всем кластерам, по подсчетам Минэнерго РФ, ежегодный вклад в ВВП может составить около 650 млрд руб., среднегодовой объем налоговых поступлений может превысить 40 млрд руб.

ПОНЯТНЫЕ ПРАВИЛА — ЧЕСТНЫЕ ВЫПЛАТЫ

Ваши интересы в наших правилах



8 800 100 01 23

ЗАО «СК «ТРАНСНЕФТЬ». Лицензия ФСО РФ № 1864 77 от 22.03.2012 г.

Транснефть
СТРАХОВАНИЕ

Реклама

нефть и газ тенденции

B2B • CENTER

ЦЕНТР ЭЛЕКТРОННЫХ ТОРГОВ



Реэкспорт независимости

рынок

Североамериканская сланцевая революция имела глобальные последствия. Эффект от взрывного роста добычи нетрадиционных углеводородов в США и Канаде изменил буквально на глазах весь энергетический рынок.

Североамериканский газовый котел

Возможно, самым важным следствием американской углеводородной сланцевой революции стал переворот в сознании ключевых игроков энергетического рынка — как поставщиков энергоресурсов, так и их потребителей. Важной оказалась не сама технология добычи газа и нефти из твердых труднопроницаемых пород, а осознание возможности получать энергоносители в буквальном смысле из-под ног.

В результате нефтегазового сланцевого бума в Северной Америке во всем мире заметно зарождаются глобальные преобразования, которые можно смело называть мировой энергетической революцией. Эта революция пока только набирает силу — ее последствия еще трудно предсказать. Но уже ясно, что речь идет о начавшейся смене энергетических укладов всех традиционных поставщиков и потребителей энерго-

ресурсов. Прямые следствия роста добычи нефти и газа из нетрадиционных источников в Северной Америке очевидны.

Во-первых, Америка ломится от дешевого газа, добыча растет. Департамент энергетики США прогнозирует, что в 2013 году будет добыт рекордный объем газа — 716 млрд кубометров. Это изобилие порождает многочисленные фантазии и разжигает аппетиты внутренних потребителей. Строятся новые заводы по производству минеральных удобрений, пластмасс, жидкого моторного топлива, идет стремительная газификация магистрального и коммунального автомобильного, морского, речного и даже железнодорожного транспорта, строятся новые газовые электростанции.

Во-вторых, на старте пара десятков проектов по экспорту сжиженного природного газа — недавно Департамент энергетики США одобрил второй такой проект (Freeport в Техасе). Разрешение дано на экспорт 1,4 млрд куб. футов газа в сутки в течение 20 лет в страны, с которыми у США нет подписанных договоров о свободной торговле. Первое подобное разрешение было дано в мае 2011 года проекту Sabine Pass в Луизиане на экспорт 2,2 млрд куб. футов в сутки.

Расширению экспорта отчаянно сопротивляются потребители (реальные и потенциальные) дешевого газа, а также противники сланцевого дела как такового — главным образом из соображений экологической безопасности.

Жизнь кипит: даже несмотря на то что за последний год газ в США подорожал уже более чем вдвое (в апреле 2012 года цена на Henry Hub была \$1,95 за 1 млн БТЕ, в апреле 2013 года — \$4,17 за 1 млн БТЕ), в любом случае в Америке газ в разы дешевле, чем в Европе и АТР. Так что когда американские экспортеры выйдут на премиальные рынки СПГ, это дополнительное предложение тоже станет прямым следствием сланцевой революции.

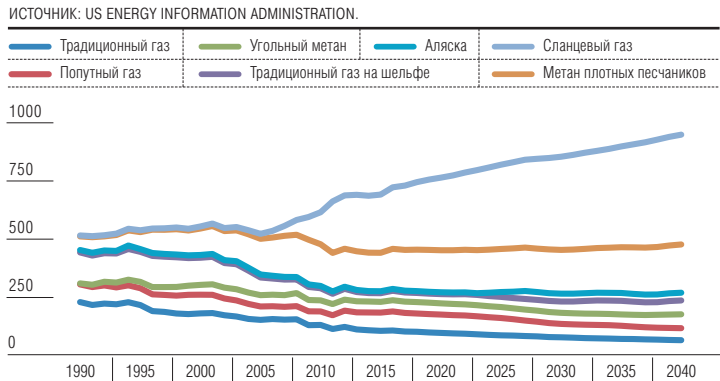
В-третьих, к прямым последствиям американского сланцевого бума можно отнести ситуацию на энергетических рынках Европы. В 2010 году американский рынок газа оказался затоваренным, и это стало неожиданностью для новых поставщиков СПГ, нацелившихся на этот рынок. В результате дополнительные объемы пошли в Европу, где «лишний» газ стал сбивать спотовые цены и конкурировать с импортным трубопроводным газом, в том числе российским. «Газпром» тогда и почувствовал влияние сланцевой революции, когда у него возникла необходимость договариваться с традиционными потребителями о снижении контрактных цен.

В-четвертых, в США обострилась межтопливная конкуренция, и уже в 2011–2012 годах уголь, не востребованный местной электростанционной, устремился на экспорт — туда же, в Европу. В результате дешевый американский уголь стал конкурировать в европейской энергетике с тем же дорогим российским газом. «Газпром», едва осознав угрозу со стороны дешевого катарского СПГ, столкнулся с новым и неожиданным соперником — дешевым американским углем. И хотя американский уголь сумел вернуть себе роль основного американского энергоносителя — газовая генерация в США сравнялась по объемам с угольной лишь на один краткий исторический миг, в апреле 2012 года, осадок, что называется, остался: выяснилось, что малейшие колебания на американском энергетическом рынке немедленно отражаются — или могут отражаться — на энергетических рынках других стран и континентов.

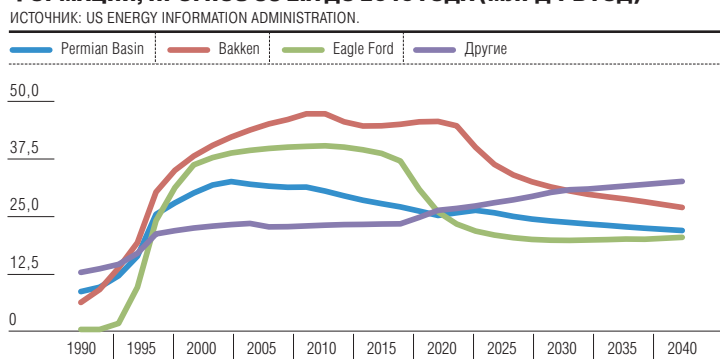
ОПЕК уже не слышно

Рост добычи высококачественной легкой низкосернистой сланцевой нефти в Северной Дакоте и Техасе привел к тому, что американский рынок больше не нуждается в больших объемах импортной нефти аналогичных сортов — североморской, запад-

ДОБЫЧА ГАЗА В США ИЗ РАЗНЫХ ИСТОЧНИКОВ, ПРОГНОЗ US EIA ДО 2040 ГОДА (МЛРД КУБ. М В ГОД)



ДОБЫЧА НЕФТИ В США ИЗ РАЗНЫХ ТРУДОПРОНИЦАЕМЫХ ФОРМАЦИЙ, ПРОГНОЗ US EIA ДО 2040 ГОДА (МЛРД Т В ГОД)



ноафриканской, арабской. Точнее, нуждается лишь постольку, поскольку поставки отечественной нефти сдерживаются отсутствием транспортной инфраструктуры: в Америке добытую нефть транспортируют на НПЗ и трубопроводами, и железнодорожными цистернами, и автотранспортом, и все равно мощностей не хватает. Западнотехасская нефть WTI уже несколько лет отстаёт в цене от североморской Brent.

В майском обзоре нефтяного рынка Международное энергетическое агентство (МЭА) отметило, что рост добычи сланцевой нефти в США и нефти битуминозных песков в Канаде привел в движение всю мировую топливную сырьевую цепочку. МЭА предполагает, что эффект от сланцевой революции будет ощущаться еще не менее пяти лет. В выигрыше окажутся потребители и нефтепереработчики в США, а в проигрыше — ОПЕК, поскольку американские поставки станут главным источником роста предложения нефти на мировом рынке, а ОПЕК утратит эту роль. Северная Америка обеспечит 40% новых поставок на рынок до 2018 года, в то время как вклад стран ОПЕК сократится до 30%.

Таким образом, увеличение добычи нефти в Северной Америке может оказывать не только косвенное влияние на мировой нефтяной рынок, но и прямое: нельзя исключать того, что США станут экспортером нефти. В январе 2013 года США уже экспортировали нефть в Китай — 9 тыс. бар в сутки. Это произошло впервые с 2005 года, когда были экспортированы символические объемы. Вообще с 2003 по 2012 год США экспортировали в среднем 35 тыс. бар нефти в сутки, причем 98% от этого объема шло в Канаду. Это очень небольшие объемы, если учесть, что в январе 2013 года США импортировали около 8 млн бар в сутки, а добывали около 7 млн бар в сутки.

По данным Статистического бюро США (U.S. Census Bureau), с 2003 года небольшие объемы нефти из США экспортируются в Китай, Коста-Рику, Францию, Южную Корею и Мексику. Те 9 тыс. бар в сутки, которые были отправлены в Китай в январе 2013 года, стали единственным случаем поставки отнюдь не крупной партии нефти из США. Статистическое бюро не имеет права раскрывать эту конфиденциальную информацию — это именно и в рамках каких сделок продавал нефть Китаю, но известно, что нефть имела иностранное происхождение. Это, по сути, реэкспорт. Такое случается, когда импортер не может выгодно продать или отдать на переработку в США купленную за рубежом нефть и получает лицензию на экспорт.

С Мексикой у США давние торговые отношения: нефть импортируется из Мексики, а нефтепродукты экспортируются в Мексику. В 2012 году США импортировали 972 тыс. бар/сут. нефти, а нефтепродуктов экспортировали 600 тыс. бар/сут. В последние годы добыча нефти в США растет, а в Мексике падает, при этом потребление нефтепродуктов в Мексике растет. То, что импорт нефти в 2012 году оказался меньше 1 млн бар/сут., случилось впервые с 1994 года. А с 2004 года экспорт американского бензина и дизельного топлива в Мексику утроился.

Экспорт нефтепродуктов будет расти не только в Мексике. Учитывая действующее законодательство относительно экспорта нефти, принимаемая во внимание высокая эффективность и конкурентоспособность американских НПЗ, а также то, что экспорт нефтепродуктов не обременен получением лицензий и разрешений, можно прогнозировать дальнейший рост американского экспорта нефтепродуктов. В последние несколько лет эта тенденция уже обозначилась. Таким образом, нефтепродук-

ты из США будут конкурировать на мировом рынке с существующими уже игроками.

Кто не успел, тот опоздал

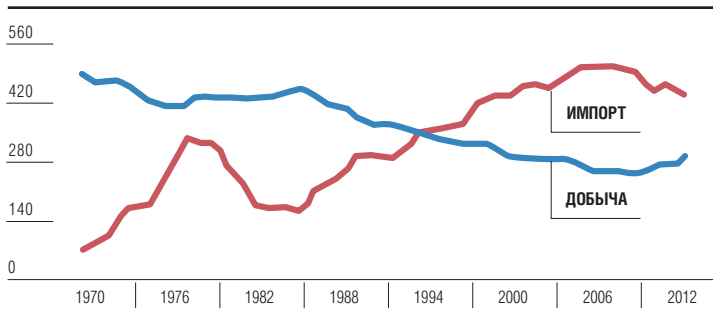
Катар, крупнейший мировой производитель СПГ, осознал грозящую опасность и изменил стратегию работы на газовом рынке. Вместо того чтобы ожидать роста конкуренции со стороны новых участников рынка СПГ, компании из Катары сами будут участвовать в проектах за рубежом. И уже участвуют — в США и Канаде. И есть предположение, что Катар намеренно сокращает производство СПГ у себя в стране, чтобы обезопасить от падения цен свои действующие долгосрочные контракты и сосредоточиться на проектах за рубежом. Это позволит Катару остаться глобальным лидером на рынке сжиженного природного газа и при этом не конкурировать самому с собой.

Поэтому в Дохе принято решение получить максимальное участие в американских проектах СПГ и таким образом заеджировать свои инвестиции. Qatar Petroleum в партнерстве с ExxonMobil владеет регазификационным терминалом Golden Pass LNG на побережье Мексиканского залива. Этот проект ожидает разрешения американского правительства на право экспорта СПГ. Qatar Petroleum в партнерстве с британской Centrica PLC приобрел газовую составляющую бизнеса канадской компании Suncor Energy Inc., основная деятельность которой связана с добычей нефти из битуминозных песков. Цена сделки — \$1 млрд. В новом партнерстве катарская компания получит 40%, британская — 60%.

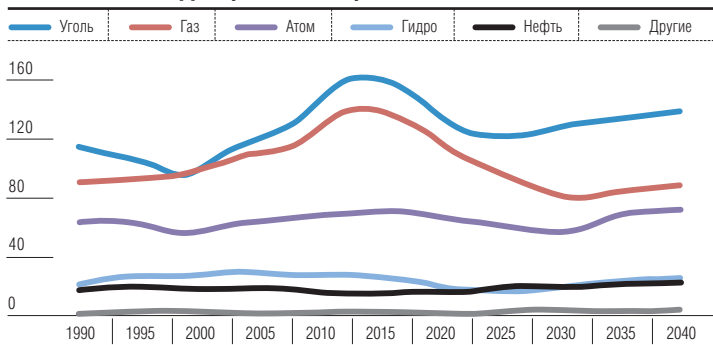
Доха пытается получить возможность участвовать в проектах на всех перспективных экспортных направлениях.

Этот подход, кстати, противоречит распространеному в России: не стоит участвовать в других проектах, чтобы не

ДОБЫЧА И ИМПОРТ НЕФТИ В США ПО ГОДАМ (МЛН Т В ГОД)



ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В США ИЗ РАЗНЫХ ИСТОЧНИКОВ В 2012–2013 ГОДАХ (ТЫС. ГВТ·Ч)



конкурировать с собственными поставками. Катар считает: стоит, чтобы получать прибыль из всех возможных источников, пусть и конкурирующих. В сумме получится плюс. И главное, удастся избавиться от психологии жертвы, безропотно взвизгивающей на сужающееся кольцо конкурентов.

В Юго-Восточной Азии зреет локальная газовая революция: возможно, в обозримом будущем там разовьется розничный рынок СПГ. В Сингапуре создается региональный газовый торговый хаб. Здесь идут работы по созданию танков для хранения СПГ на приемном терминале, расположенном на острове Джуронг. Это позволит Сингапuru организовать новый вид бизнеса — хранение СПГ, разделение больших объемов газа на малые партии и торговлю небольшими объемами СПГ. Это направление бизнеса представляется весьма перспективным.

Необходимо также иметь в виду, что и Малайзия готовится стать региональным газовым торговым хабом к 2020

году, когда вступит в строй терминал СПГ в Пенгганге стоимостью \$1,3 млрд. Этот терминал будет построен при участии правительства штата Джохор голландской компанией Royal Vopak и малайзийской Dialog Group. Правительство Малайзии рассчитывает, что именно их терминал станет главным азиатским газовым торговым хабом и сможет достойно конкурировать с сингапурским терминалом на острове Джуронг.

Австралия активизировала все, что можно активизировать: тут и новые проекты СПГ, включая плавучие заводы компаний Shell и ExxonMobil, сланцевый газ, угольный метан, просто уголь — в ход идет все, что можно продать. В результате в обозримой перспективе Австралия догонит и перегонит Катар как поставщик СПГ на мировой рынок.

ExxonMobil в партнерстве с BHP Billiton планирует построить крупнейший в мире плавучий завод по производству СПГ. Сооружение длиной 495 м будет располагаться на

месторождении Скарборо на шельфе Западной Австралии. Месторождение было открыто в 1979 году, его запасы — 10 трлн куб. м газа. Производительность завода должна составить 6–7 млн тонн СПГ в год. Разработка проекта начнется в следующем году, окончательное инвестиционное решение будет принято в 2014–2015 годах. В случае своевременного одобрения и своевременного принятия всех решений завод вступит в строй в 2020 году.

Преимуществом плавучих заводов является то, что их конструкция не предполагает береговой инфраструктуры, а значит, воздействие на природную среду будет минимальным. Это же обстоятельство должно привести к снижению капитальных затрат при реализации проекта. Технология плавучих заводов СПГ (Floating liquefied natural gas technology) введена в оборот компанией Royal Dutch Shell, которая имеет такой завод на шельфе Австралии и собирается распространять свой опыт в тех местах, где есть трудности с созданием наземной инфраструктуры. ExxonMobil намерен обойти глобального конкурента за счет масштаба своего сооружения.

Одним словом, энергетические рынки, казалось бы устоявшиеся на десятилетия, если не на века, пришли в движение только из-за понимания того, что какой-то Джордж Митчелл в Техасе проявил упорство и сумел выгодно (за \$3,5 млрд) продать свою компанию, с которой за пару десятков лет научился эффективно добывать газ из сланцевых залежей, про который все знали, но на который давно махнули рукой.

А в общем, можно быть уверенным, что мировая энергетическая революция еще будет развиваться и шириться, захватывая новых игроков.

Николай Иванов, заведующий сектором Института энергетик и финансов

ОТЛОЖЕННАЯ РЕВОЛЮЦИЯ

АЛЕКСЕЙ ВАШКЕВИЧ, руководитель дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти», полагает, что в ближайшие 20 лет сланцевая нефть не станет решающим фактором на мировом рынке нефти.

Термин «сланцевая нефть» перестал быть узкоспециальным: активное обсуждение этого вопроса уже вышло за пределы отраслевого сообщества. Сланцевая нефть стала модной темой для дискуссий о будущем, в том числе о том, как этот ресурс повлияет на развитие энергетических рынков.

С каждым годом ресурсная база традиционных месторождений с помощью геологий и привычными методами разработки сокращается. Для поддержания уровня добычи эти запасы необходимо замещать, вовлекая в разработку альтернативные ресурсы.

К числу «нетрадиционных» относятся не только сланцевая нефть, которая в восточной части России залегает в бажено-абалаковской свите. Есть и другие, так называемые трудноизвлекаемые, запасы, находящиеся в сложных с точки зрения привычных методов разработки коллекторах. И в этих пластах скрыт значительный потенциал. К примеру, «Газпром нефть» к 2020 году планирует вовлечь в разработку 500 млн тонн трудноизвлекаемых запасов. А ре-



сурс сланцевой нефти в бажено-абалаковской свите, если считать участки, находящиеся в нераспределенном фонде, только на территории ХМАО оцениваются в 8 млрд тонн.

Основная проблема — это техническая и экономическая рентабельность возможности извлечения таких ресурсов. О гигантских залежах бажено-абалаковской свиты геологи знают давно, вот только добывать их в России в промышленных масштабах пока не удается:

по оценкам, суммарная максимальная добыча всех компаний не превышала 630 тыс. тонн в год, что составляет немногим более 0,1% от уровня общероссийской добычи.

В первую очередь разработка сланцевой нефти — это вопрос технологической, а точнее, технико-экономической эволюции, которую мы постоянно наблюдаем.

Если в 1970–1980-х годах нефтяники считали многие месторождения в ми-

ре неразработываемыми, то сегодня мы смотрим на эти вопросы совершенно иначе. Взять хотя бы одно из крупнейших в России — Приобское месторождение, которое сейчас является одним из флагманов по добыче в стране. А ведь еще три-четыре десятка лет назад его называли забалансовым, полагая, что эффективная разработка этих ресурсов невозможна.

Другой пример: еще два-три года назад такая технология, как множественный гидроразрыв пласта, да еще и произведенный в горизонтальной скважине, был для многих из нас примером из учебника. А сегодня мы поставили использование этих способов на поток. Думаю, со временем то же самое произойдет и со сланцевой нефтью. Во всяком случае, перспективы наших текущих проектов по разработке бажено-абалаковской свиты мы оцениваем в 5–6 млн тонн в год.

Тем не менее, по мнению мировых агентств, в целом доля сланцевой нефти в период 2025–2030 годов в мире будет составлять порядка 5%. Конечно, определенное перераспределение баланса произойдет, но не думаю, что оно будет настолько критичным, чтобы серьезно изменить картину рынка. Так что в перспективе двух следующих десятилетий вряд ли сланцевая нефть повлияет на рынок так, чтобы это можно было называть революцией.

садовые кварталы

ЭЛИТНЫЙ ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС
на Фрунзенской

Комплекс клубных домов «Садовые Кварталы» сочетает в себе все, что представляет особую ценность для жителя мегаполиса. Современная авторская архитектура и продуманная до мелочей комплексная территория в самом центре Москвы становятся здесь единым пространством для жизни и отдыха. Стать хозяином этого пространства – истинная привилегия, ценность которой будет возрастать год от года.

(495) 755 88 87
www.sadkvartal.ru

ООО «Магистрат». Услуги по сопровождению сделок с недвижимостью. Проектная декларация на сайте.

нефть и газ тенденции

Сланцевые страдания ОПЕК

КВОТЫ

В начале июня 2013 года в Вене состоялось очередное заседание Организации стран—экспортеров нефти (ОПЕК). На нем представители наиболее богатых углеводородами стран мира в очередной раз обсуждали ситуацию с ценами на нефть в условиях разрастающейся сланцевой революции. Квоты на добычу в этот раз решили не применять.

С каждым годом перед ОПЕК встает все больше разных вопросов, и единства мнений у стран-экспортеров так и не появилось. Главный вопрос сейчас в том, сможет ли организация сохранить контроль над рынком в условиях сланцевой революции. За последние пару лет это понятие стало пользоваться популярностью не только у журналистов, но и у самых разных участников рынка.

Сланцевая революция для ОПЕК может стать серьезной проверкой на жизнеспособность. В последние годы организация потеряла статус всемогущей. На ее заявления и действия, конечно, обращают внимание, но рынок стал гораздо более развитым и сложным. В самой ОПЕК множество противоречий, прежде всего между открытыми союзниками США Катаром и Саудовской Аравией и ярыми противниками, такими как Венесуэла и Иран. Договариваться им становится все сложнее. В Международном энергетическом агентстве, созданном 40 лет назад для борьбы с ОПЕК за влияние на мировом рынке, не скрывают своей радости: с учетом текущих темпов роста добычи сланцевой нефти большинству стран-экспортеров, в том числе таким, как Ирак и Саудовская Аравия, придется сокращать добычу из-за потенциального перенасыщения. Настоящие расклады рынка после насыщения его сланцевой нефтью, конечно, пока до конца не ясны.

Себестоимость ее добычи оценивается примерно в \$50 за баррель. В самой ОПЕК оценивают себестоимость своей добычи в \$70–80, а справедливую стоимость барреля — в те самые \$100.



Одни эксперты полагают, что сланцевая революция угрожает существованию ОПЕК, другие, что ОПЕК разберется и со сланцевой нефтью, как когда-то с нефтью Северного моря, Бразилии и России. ФОТО REUTERS

Последней реперной точкой для ОПЕК был кризис 2008 года, когда стоимость нефти с рекордных почти \$150 за несколько месяцев упала в три раза. Тогда заседания ОПЕК проходили почти каждый месяц, с 2008 по 2009 год они регулярно договаривались о новом снижении добычи. Это сыграло свою роль в том, что сейчас цена нефти поднялась на комфортный для экспортеров уровень. Но даже в тот момент было понятно, что далеко не все члены ОПЕК действительно готовы отказываться от части дохода своих бюджетов даже в период волатильности. Впрочем, проконтролировать реальный уровень добычи практически невозможно. При этом большинство стран, входящих в ОПЕК,—развивающиеся, поэтому, скорее всего, они продолжат сохранять свое особое видение рынка.

Главной интригой последнего июньского заседания ОПЕК была реакция представителей крупнейших нефтедобывающих стран на резкий рост добычи нетрадиционной нефти в США. Это, кстати, уже привело к тому, что Нигерия (присоединилась к организации в 1971 году) и Ангола (вошла в состав в 2007 году) потеряли часть американского рынка. Минэнерго США до этого сообщало, что запасы нефти в стране составили 397,6 млн баррелей — максимальный уровень с 1978 года. Представитель Нигерии открыто заявил: «Сланцевая револю-

ция — это проблема». Правда, это мнение не совпадает с видением ситуации основными драйверами организации. Например, представитель Саудовской Аравии заявил, что американская сланцевая нефть всего лишь очередной новый источник сырья, который рынок успешно абсорбирует, как это уже произошло с нефтью Северного моря, Бразилии и России. Глава ОПЕК ливиец Абдалла Салем аль-Бадри на это заявил, что «ОПЕК останется после конца сланцевой нефти».

Главный способ отвечать на новые вызовы рынка для ОПЕК — квоты на добычу. Это максимальный объем, которые обязуются добывать страны, входящие в организацию. Логика проста: чем меньше нефти появляется на рынке, тем больше ее стоимость. В этот раз каких-то угроз своим позициям страны-экспортеры не увидели: обсудив ситуацию, они решили оставить их на прошлом уровне — 30 млн баррелей в день. Правда, показатель реальной добычи составляет немного больше — 30,4 млн баррелей в день при прогнозе спроса на этот год в 29,8 млн баррелей. В ОПЕК констатировали: «Периодические флуктуации цен являются следствием геополитической напряженности». «Все согласились сохранить уровень добычи, и мы продолжим наблюдать за рынком», — сказал представитель Венесуэлы.

Такой расклад событий совпал с ожиданиями мировых экспертов. Основной производитель нефти на данный момент — Саудовская Аравия, которая добывает по 9,3 млн баррелей в день. И представитель страны свою позицию обозначил четко:

никаких рисков нет. Пока, как говорят эксперты, у Саудовской Аравии есть все возможности для того, чтобы повлиять на котировки: стоимость извлечения нефти в стране одна из самых низких в мире. Ценовой диапазон, устраивающий на данный момент, находится на «психологическом» уровне \$100 за баррель. Пока предпосылок для изменения конъюнктуры нет, и страны ОПЕК более или менее спокойны.

Реакции ОПЕК на сланцевую революцию показательна. Организация создавалась в 1960-е годы, когда нефтяной рынок был другим: контроль над ресурсами был сосредоточен в руках «семи сестер» — крупнейших мировых энергокомпаний. Они диктовали цены, работая в богатых ресурсами странах на условиях концессии. После создания ОПЕК баланс сил мирового энергорынка изменился: к этому времени контроль над углеводородами перешел в руки властей. Период с 1960-х до 2000-х был расцветом ОПЕК — достаточно вспомнить 1973 год. В 1967 году, во время первого конфликта арабских стран с Израилем, расцехлить нефтяное оружие не получилось. Но через шесть лет после очередного столкновения Египта и Израиля все стало уже по-другому. Во время встречи в Вене представителей ОПЕК с нефтяниками мейджорами был предъявлен ультиматум: закупочные цены должны вырасти на 70%. После этого страны-экспортеры договорились о сокращении добычи, затем Саудовская Аравия и Ливия прекратили экспорт нефти в США, подержавшие Израиль. Министр нефти Саудовской Аравии Заки Ямани тогда сказал: «Это момент, которого я долго ждал. Теперь он наступил. Мы полные хозяева нашей собственности». Со временем, конечно, США удалось договориться с мировыми ведущими экспортерами, но тот момент был переломным для американской внешней политики. ОПЕК вступила в свои права и на десятилетия вперед стала одной из основных мировых сил.

У России, кстати, всегда был свой особый подход к ОПЕК. Последний раз всерьез этой темой интересовался в 2008–2009 годах Игорь Сечин, занимавший на тот момент пост вице-премьера по ТЭК. Россия тогда получила в ОПЕК статус страны-наблюдателя. Господин Сечин регулярно ездил в Вену на заседания. Но никакого резона для России стать ее полноценным участником нет: власти заинтересованы в максимальном росте добычи. Но теперь та же «Роснефть», возглавляемая Игорем Сечиным, сама собирается активно развивать добычу нефти из сланцев.

Кирилл Мельников

Подъем с глубины

Технологии

Не успела Россия пережить последствия сланцевой газовой революции, как возникла новая угроза традиционной добыче сырья: газовые гидраты, которые в перспективе способны потеснить на мировом рынке существующие виды топлива.

Спящий монополист

Российский газовый сектор, несмотря на попытки перейти на рыночные основы, слишком неповоротлив и тяжело принимает изменения и новшества. Из-за этого многие обвиняют «Газпром» в том, что он проспал сланцевую революцию, которая полностью изменила газовый рынок США и поставила крест на одном из крупнейших проектов монополии — Штокмановском месторождении, лишив его путей сбыта. С помощью сланцевого газа Америка практически полностью удовлетворила свою потребность в импорте сырья и даже задумывается об экспорте, в том числе на европейский рынок. Из-за полного обеспечения США собственным газом танкеры с СПГ по контрактам с американскими компаниями уже сейчас перенаправляются в Азию и Европу и сбивают спотовые цены. Как следствие, импортирующие компании с долгосрочными договорами на условиях привязки к ценам на нефть попадают под давление маржи. Если экспорт из Америки будет одобрен Конгрессом, произведенный в США СПГ также пойдет на спотовые рынки и будет увеличивать волатильность цен. Но все же основным рынком для американского СПГ, скорее всего, станет Азия, потому что там можно будет получить более высокую цену, чем в Европе.

В результате масштабной разработки сланцевых месторождений газ в США уже сейчас почти на 70% дешевле, чем в Европе. Сланцевый газ обеспечивает для экономики США ежедневную прибыль в размере \$500 млн и сокращение выбросов CO₂ на 13%. Промышленное производство в США всего на 7% дороже, чем в Китае, и уже на 15% дешевле, чем в Германии. Сейчас о добыче сланцевого газа задумывается и Европа. По расчетам ученых, Германия могла бы на протяжении ближайших 100 лет обеспечивать 12% собственного потребления за счет местного сланцевого газа, Польша и Венгрия — полностью покрывать свои потребности в течение века. Однако первые результаты исследования запасов сланцевого газа в Польше и Венгрии оказались обескураживающими. К тому же во многих европейских странах действует мораторий на применение технологий гидроразрыва пласта (основная технология добычи сланцевого газа). Поэ-

тому, считают эксперты, в Европе говорить о сланцевой революции пока рано, хотя потенциал для этого есть.

Наблюдая за ростом добычи сланцевого газа, «Газпром» лишь указывает на стабильность поставок традиционного газа по долгосрочным контрактам, а также отмечает, что добыча сланцевого газа скоро существенно подорожает и снизится. «Никто не сомневается в том, что в Европе себестоимость добычи сланцевого газа будет существенно выше, чем в США», — заявил глава компании Алексей Миллер 31 мая на форуме в Брюсселе. Топ-менеджер добавил, что, даже если будет налажен импорт сланцевого газа из США в Европу, его стоимость будет не меньше европейской спотовой цены. Чуть ранее член совета директоров «Газпрома» Игорь Юсуфов назвал возможный экспорт сланцевого газа из США мифом. «То, что американцы станут экспортером сланцевого газа, — это миф. Этого не будет никогда. Они могут экспортировать природный газ, если упадет внутреннее потребление», — считает он. Сам «Газпром» занимается разработкой сланцевых месторождений пока не собирается.

Атмосферное давление будущего

Пока продолжаются дебаты о том, сколько продержится пузырь сланцевой революции, на рынке газа может появиться новый продукт, который потеснит и традиционный, и альтернативный газ.

● Речь идет о газовых гидратах — твердых кристаллических веществах, образующихся при определенных термобарических условиях из воды и газа, внешним видом напоминающих снег или рыхлый лед. Процесс их формирования возможен на большой глубине, где высокое давление, или в условиях вечной мерзлоты, где всегда отрицательная температура (около –80°C). Впервые они были обнаружены еще в конце XVIII века, но до сих пор мало изучены. Активный интерес к этому виду сырья возник в конце 1990-х годов.

Как ни странно, гидраты являются повседневной проблемой для магистральных газопроводов, расположенных в холодных регионах, так как забивают их, снижая пропускную способность. Для того чтобы этого не происходило, в природный газ добавляют небольшое количество ингибитора гидратообразования: в основном применяют метиловый спирт, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, иногда — растворы хлоридов (в основном поваренную соль или дешевый хлорид кальция). Или же просто используют подогрев, не допуская охлаждения газа до температуры начала гидратообразования.

(Окончание на стр. 23)



The Best-Run Businesses Run SAP™

Концепция управления интегрированными процессами добычи в реальном времени.

Компания SAP, признанный лидер на рынке бизнес-предложений для нефтегазовой отрасли, разработала концепцию управления интегрированными процессами добычи в реальном времени.

Данная концепция обеспечивает:

- Автоматизированный сбор промысловых данных и учет углеводородов
- Оперативное и моделирующее планирование добычи с учетом производственной программы
- Операционную целостность добывающего предприятия, включая управление рисками и охрану здоровья, труда, окружающей среды и обеспечение безопасности
- Интеграцию планов по добыче с производственной и закупочной программами
- Мониторинг энергопотребления и анализ показателей энергоэффективности в реальном времени.

Хотите узнать об этом больше?

Наш телефон: **8 800 200 01 28**

Мы ждем Вас на нашем сайте: **www.sap.com/cis**

нефть и газ

тенденции

Подъем с глубины

технологии

(Окончание. Начало на стр. 22)

По средней оценке, газовых гидратов на дне океана содержится порядка 100 квадриллионов кубометров в виде метана при приведении его к атмосферному давлению. Для сравнения: мировые запасы сланцевого газа оцениваются приблизительно в 200 трлн кубометров, а традиционного газа (в том числе и нефтяного попутного) — в 300 трлн кубометров. Благодаря своей клатратной (решетчатой) структуре 1 кубометр газового гидрата может содержать до 160–180 кубометров чистого газа. Так, согласно ультразвуковым исследованиям, запасы газовых гидратов в океане у берегов Японии составляют от 4 трлн до 20 трлн кубометров, на дне Черного моря — около 30 трлн кубометров. Наличие гидратов прогнозируется даже на дне озера Байкал.

Тему гидратов метана осенью прошлого года неожиданно подняло Минэнерго. В докладе министерства к заседанию президентской комиссии по ТЭКУ отмечалось, что настоящей угрозой для положения «Газпрома» на мировом топливном рынке является не сланцевый газ, а именно газовые гидраты. В документах говорилось, что запасы газовых гидратов могут превышать все другие запасы газа вместе взятые. Однако, по мнению Минэнерго, добыча гидратов пока слишком сложна и дорога, поэтому этот вид топлива вряд ли окажет существенное влияние на ситуацию в отрасли в ближайшие 10–20 лет.

Действительно, добыча природного газа из гидратов — задача еще более сложная, чем добыча сланцевого газа. Традиционные методы тут не работают, так как для того, чтобы поднять сырье с океанского или морского дна, необходимо разрушить его структуру. Это можно сделать, либо понизив давление,

либо нагрев породу. Третий способ предполагает сочетание обеих методик. Также теоретически для добычи возможно применение ингибиторов (тех же, что используются в газопроводах), однако их стоимость слишком высока.

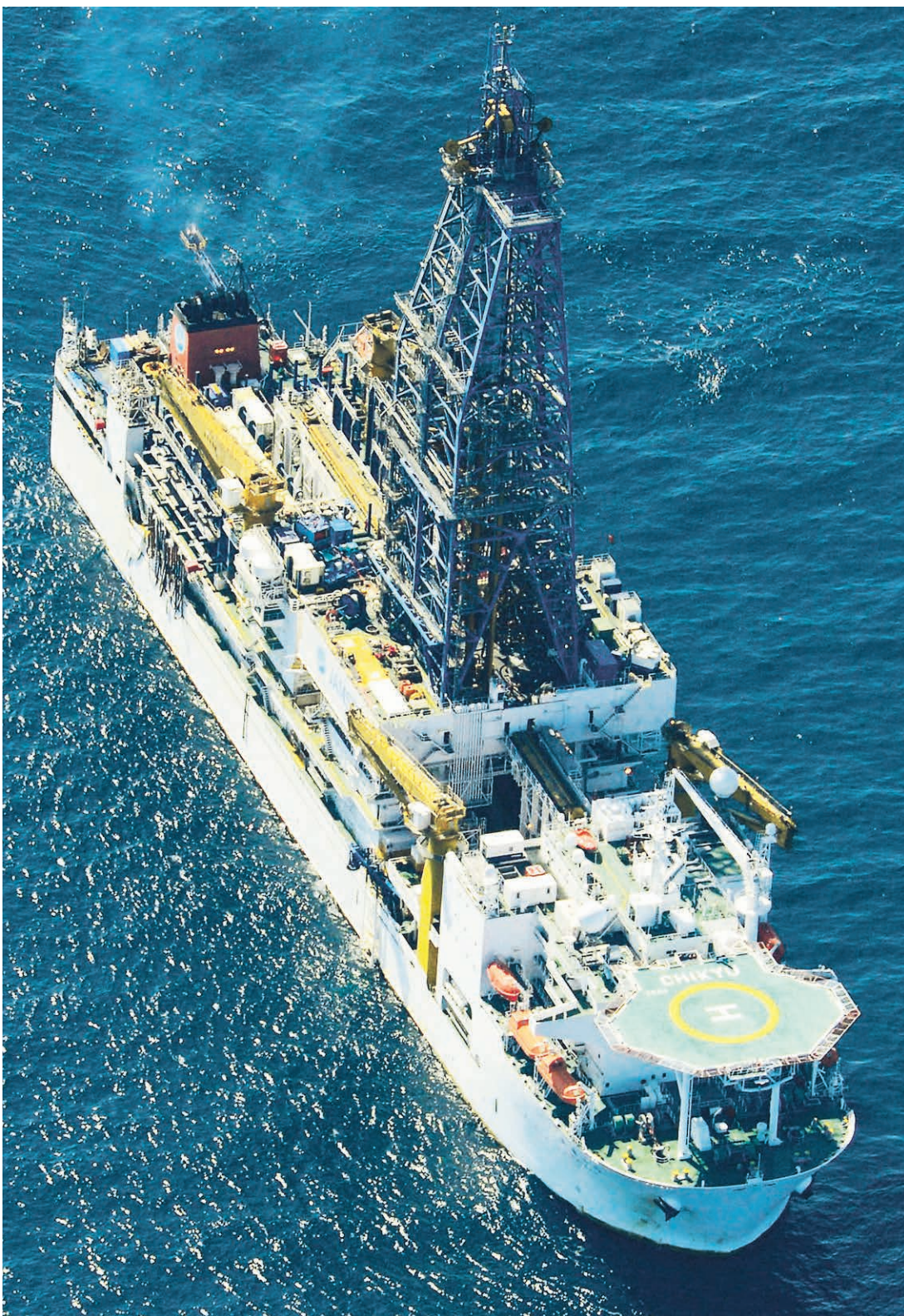
Несмотря на все сложности, почти все страны с высоким потреблением газа не первый год исследуют возможность добычи газовых гидратов.

В России специалисты ВНИИГАЗа начали исследования газовых гидратов еще в середине 1960-х годов. А на практике впервые с газовыми гидратами в России столкнулись при разработке Мессояхского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ) в 1969 году.

Начиная с 2002 года разработки активизировались в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ОАО «Промгаз». Сейчас к ним присоединились институты Российской академии наук и ряд университетов.

Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата. В настоящее время рассматриваются концепции морского транспорта природного газа в гидратном состоянии при равновесных условиях, особенно при планировании разработки глубоководных газовых, в том числе гидратных месторождений, удаленных от потребителя.

Попытки начать добычу газа из газогидратных залежей предпринимались и в Канаде в устье реки Маккензи, где в 1998–2008 годах японско-канадская группа ученых при участии специалистов из США, Германии и Индии обнаружила в результате пробного бурения



12 марта 2013 года японская государственная корпорация JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals Corporation) впервые в мире смогла добыть промышленный газ из гидрата со дна моря

ФОТО REUTERS

слои газогидратов. Они залегают на глубине свыше километра, и на станции ведется испытание различных технологий добычи газа. В частности, использовался депрессионный метод, который применяется на Мессояхском месторождении, а также тепловой метод, когда газогидратный пласт нагревается за счет закачки пара или горячей воды. Правда, этот метод оказался более затратным, чем депрессионный.

В Корее реализацией гидратного проекта занимается государственная Korea National Oil Corp., которая проводит исследования на Аляске с участием американских федеральных организаций и ряда частных компаний. Эта страна рассчитывает на разработку залежей газогидратов под морским дном в Японском море на расстоянии около 135 км от своих берегов. Они оцениваются более чем в 1 трлн кубометров природного газа. Начало добычи запланировано на 2015 год. В индийских водах прогнозные резервы газогидратного газа оцениваются более чем в 55 трлн кубометров, а месторождение Krishna-Godavari в Бенгальском заливе считается одним из крупнейших в мире. Еще в 1997 году для проведения исследований в этом направлении была основана государственная National Gas Hydrate Program. Начать коммерческую добычу планируется в 2014–2015 годах.

Японский вызов

Однако наиболее глубокие исследования в области газовых гидратов проводит Япония, которой сейчас приходится почти полностью обеспечивать свое потребление газа за счет импорта. Национальная программа действует около 13 лет и уже дала ощутимый результат. Крупные залежи найдены в 30–50 км от береговой линии Японского архипелага внутри исключительной экономической зоны страны. Первое месторождение

расположено в Японском море в районе префектуры Акиита на северо-востоке страны. Второе находится в Охотском море рядом с городом Абасири на острове Хоккайдо на севере Японии. Также запасы обнаружены в Японском море в Тихом океане в районе центральной части главного японского острова Хонсю.

12 марта государственная корпорация JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals Corporation) впервые в мире смогла добыть промышленный газ из гидрата со дна моря. Экспериментальная добыча велась в 80 км к югу от полуострова Аомори, где глубина моря составляет около 1 км, с бурового судна с применением декомпрессии. При этом бурением исследователи занимались с февраля 2012 года, сделав три пробные скважины глубиной около 250 м, не считая глубины океана. Промышленная добыча длилась с 12 до 18 марта 2013 года, хотя первоначально была запланирована двухнедельная. За это время JOGMEC добыла 120 тыс. кубометров природного газа. По заявлению Министерства экономики, торговли и промышленности Японии, результаты намного превысили ожидания японских специалистов.

Полномасштабное промышленное освоение месторождения Япония планирует начать после 2018 года по итогам разработки соответствующих технологий. Основной вопрос, который нужно решить не только Японии, но и остальным странам, планирующим добывать газ из гидратов, — снижение его стоимости. И если добыча окажется не высокозатратной, то остается вопрос транспортировки: придется газ сжимать или, напротив, разжимать в зависимости от способа добычи. Это потребует специального оборудования, поэтому конечная цена может оказаться выше цены сланцевого газа, себестоимость добычи которого состав-

ляет \$120–150 за 1 тыс. кубометров. Для сравнения: себестоимость традиционного газа с традиционных месторождений не превышает \$50 за 1 тыс. кубометров.

Как отмечает Пуляна Галиева из ИФК «Солид», химический состав гидратов таков, что при их разделе не требуется высоких энергозатрат — достаточно нагрева. За счет этого себестоимость газа, полученного из гидратов, может составлять \$30–40 за 1 тыс. кубометров, что существенно ниже себестоимости сланцевого газа. Однако нет ясности со способом извлечения гидратов с океанского дна, говорит она, отмечая, что добыча будет осложняться рядом факторов. В частности, отсутствием у компаний опыта работы с гидратами, а также трудодоступностью дна для разведки и добычи запасов. Однако с точки зрения экологии добыча гидратов не должна быть столь опасной для окружающей среды, как добыча нефти или сланцевого газа. В то же время экологи предупреждают о потенциальных угрозах, которые несет в себе добыча метана из гидратов. Метан является более экологически чистым источником энергии, чем нефть или уголь, однако обладает более сильными парниковыми свойствами, чем углекислый газ. Кроме того, имеются опасения в отношении сейсмической стабильности, которая может быть нарушена в результате глубоководной разработки гидратов. Это особенно актуально для Японии, расположенной в сейсмически опасной зоне. Однако эксперты уверены в том, что с развитием технологий и глобализацией произойдет и газогидратная революция, как недавно произошла сланцевая. Впрочем, промышленное производство метана из гидратов вряд ли начнется в ближайшие 10–20 лет.

Ольга Мордюшенко

НАЛОГОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДОБЫЧИ

Легкоизвлекаемая нефть, как и разведанные месторождения, заканчивается во всем мире. И это притом, что спрос на нефть продолжает расти. Спасение мировой и российской экономики — в применении новых методов увеличения нефтеотдачи. Но чтобы они заработали, придется изменить налоговое законодательство.

Альтернативы нет

Тема альтернативного топлива окончательно переходит в плоскость публичной политики, потому что спрос на нефть в мировом энергобалансе к 2030 году увеличится с нынешних 88 млн баррелей до более чем 100 млн баррелей в сутки.

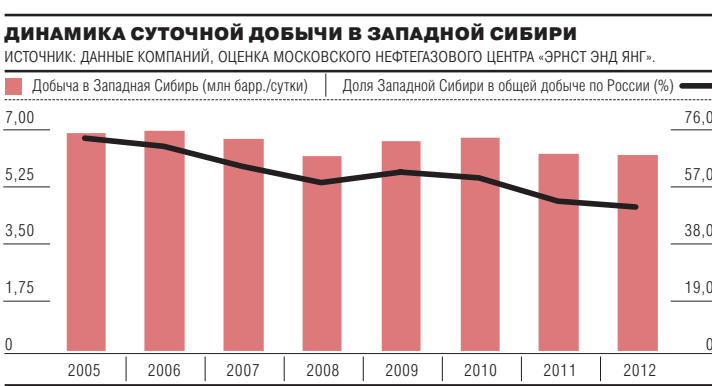
В настоящее время, на закате эры легкоизвлекаемой нефти, большинство крупнейших разрабатываемых в мире месторождений выходит на поздние стадии производства, а их остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые. Исходя из этого, практически все ведущие мировые ВИНК инвестируют значительные средства в поиск инновационных технологий для уже разведанных и запущенных в разработку запасов.

Именно тогда для повышения эффективности разработки применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые повышают уровень нефтеотдачи пласта с 35% до 75%.

На сегодняшний день в профессиональном сообществе под современными МУНами при всем их разнообразии, как правило, понимают следующее: вытеснение газом (закачка двуокиси углерода (CO₂), азота (воздуха) или газа), физико-химические методы (закачка химреагентов, включая щелочи, поверхностно-активное вещество (ПАВ) или полимер), тепловые (термические) методы (закачка пара), бурение горизонтальных стволов с многостадийным гидроразрывом пласта, заключающееся в проведении гидрокоструйной перфорации через насосно-компрессорные трубы с последующим ГРП за одну операцию.

Применимость различных методов привязана к двум основным критериям: глубине продуктивного пласта и физико-химическим свойствам нефти (прежде всего плотности и вязкости). По нашим оценкам, на тепловые проекты приходится около 50% добычи от МУН во всем мире, на закачку азота и CO₂ — 45%, на химические методы — всего 5%. В США наиболее широкое распространение получили газовые и термические МУНы.

Несмотря на высокие затраты на стартовом этапе, внедрение МУНов позволяет увеличивать сырьевую базу компаний, которая является залогом их капитализации. Так, по некоторым оценкам,



повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) в глобальном масштабе всего на 1% позволит увеличить традиционные запасы мировой нефти примерно на 88 млрд баррелей, что почти втрое выше текущего уровня годовой добычи.

По оценкам Международного энергетического агентства, сегодня примерно 3–3,5% мировой добычи нефти (около 120–130 млн тонн) приходится на долю проектов увеличения нефтеотдачи современными методами. В том числе в США производством нефти по данным проектам составляет около 40 млн тонн (около 30% всего дополнительного мирового производства, получаемого за счет применения МУНов, или более 10% добычи нефти в США).

Пустые недра

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года называет нерациональное недропользование, в частности низкий уровень КИНа, который оценивается на уровне 34–40%, одной из основных проблем развития нефтяного комплекса страны. Стоит отметить, что за последние десятилетия в структуре запасов России существенно возросла доля трудноизвлекаемых месторождений при обводненности более 80%. При этом добыча такого рода углеводородов растет значительно медленнее, чем его доля в общем запасе.

С 2000 по 2011 год доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России увеличилась с 56% до 62%, а добыча — с 3% до 8%. В большей степени данная тенденция отмечается на действующих месторождениях, запасы которых истощаются, а качество ухудшается. Исходя из технико-экономических критериев, применение МУНов целесообразно в большей степени на таких месторождениях.

Например, на фоне сохраняющейся тревожной динамики в основной российской нефтегазовой провинции Западной Сибири, где ежегодная добыча нефти с 2006 по 2012 год сократилась примерно на 7%, и в связи с отсутствием в нераспределенном фонде недр новых интересных лицензионных

участков степень актуальности применения МУНов непрерывно растет.

В настоящее время ряд российских крупнейших ВИНК рассматривает возможность участия в проектах (в том числе в партнерстве с зарубежными компаниями) по разработке: низкопроницаемых коллекторов, содержащих легкую нефть, тяжелой нефти и природных битумов, сложно построенных карбонатных коллекторов, а также нетрадиционных запасов Западной Сибири (баженская, тюменская и другие свиты, ачимовские толщи), Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (доманиковские отложения) и юга России (хадумские отложения). По расчетам Международного энергетического агентства, рост добычи в России только от внедрения МУНов может составить около 20 млн тонн к 2030 году.

Налог на налог

Однако важной составляющей разработки и внедрения современных МУНов является создание таких условий, в которых это стало бы экономически оправданным.

Сегодня удельная налоговая нагрузка на нефтяной сектор, прежде всего на сегмент разведки и добычи в отношении западно-сибирских «браунфилдов», существенно превосходит уровень фискальных изъятий из доходов мировых лидеров отрасли.

Введение с октября 2011 года новой налоговой системы «60–66–90» стало первым шагом к увеличению инвестиционной привлекательности «браунфилдов». Изменение обеспечило добывающему сегменту около \$4 за 1 баррель, что сопоставимо с доходом от прироста котировок Brent почти на \$25 за 1 баррель, а также предоставило возможность продлить срок разработки среднего месторождения минимум на пять лет.

Однако полученные дополнительные доходы были на 70% нивелированы ростом НДС за счет увеличения базовой ставки с 419 до 470 руб. за тонну. Вместе с ростом НДС происходило и увеличение акцизов, а также повышение уровня капитальных затрат, который форми-

рует налоговую базу смежных отраслей. Как следствие, налоговая составляющая выступает сдерживающим фактором для инвестиций в применение инновационных МУНов. При этом ожидаемый уровень удельных издержек при применении МУНов находится на уровне \$50 за 1 баррель против \$15 за 1 баррель для традиционных методов нефтедобычи.

Для обеспечения приемлемого дохода инвестора уровень налоговых изъятий не должен превышать \$45 за 1 баррель (около 80% от величины экспортной пошлины, что соответствует коэффициенту 0,48 против текущих 0,60 в формуле ее расчета) при цене нефти \$110 за 1 баррель. А в случае падения цены на нефть до \$90 за 1 баррель, которая является важной с точки зрения чувствительности проектов по применению МУНов с учетом текущего вида форвардной кривой, уровень фискальных изъятий должен быть не выше \$25 за 1 баррель. Достижение этих величин позволит добиться полномасштабного применения МУНов в России.

Учитывая опыт применения МУНов в США, Канаде, Норвегии и других странах, где создание оптимальных фискальных условий обеспечивает достижение приемлемого уровня доходности на вложенный капитал, в России задача может быть успешно решена за счет введения налога на дополнительный доход (НДД), базой которого служит величина чистого дохода.

Одним из шагов на пути введения НДД может стать реализация пилотных проектов по применению МУНов в регионах, существенная часть месторождений которых находится на поздней стадии разработки и в которых представлено значительное количество российских нефтяных компаний. Например, такая возможность существует в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где сегодня добывается около 20% российской нефти.

Госстимулирование

Еще одним способом стимулирования проектов, связанных с применением МУНов, может стать заключение отдельных соглашений между государством и добывающими компаниями (до введения НДД). Предполагается, что в рамках этих договоров владельцы лицензий возьмут на себя обязательство достичь и обеспечить поддержание определенного уровня производства за счет применения МУНов, а правительство — предоставлять преференции при условии достижения целевых показателей.

Денис Борисов, Ольга Белоглазова, московский нефтегазовый центр «Эрнст энд Янг»

QUARTIERE ITALIANO

Комплекс элитных особняков

ИТАЛЬЯНСКИЙ КВАРТАЛ

Москва, Фадеева, 4

495 28-000-28

www.2800028.ru

УНИКАЛЬНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Элементы декора

Вид

Стиль

Фасады

«Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ» («Нефть и газ»). Учредитель: ЗАО «Коммерсантъ. Издательский дом». Адрес: 127055, г. Москва, Тихвинский пер., д. 11, стр. 2. | Дмитрий Сергеев — президент ИД «Коммерсантъ» | Павел Филенков — генеральный директор ИД «Коммерсантъ» | Азер Мурсалиев — шеф-редактор ИД «Коммерсантъ» | Валерия Любимова — коммерческий директор. Рекламная служба: Тел. (499) 943-9108/10/12, (495) 101-2353 | Алексей Харнас — руководитель службы «Издательский синдикат» | Владислав Дорофеев — выпускающий редактор | Ольга Боровягина — редактор | Сергей Цомы — главный художник | Виктор Куликов — фоторедактор | Екатерина Бороудина — корректор

Адрес редакции: 125080, г. Москва, ул. Врубеля, д. 4. Тел. (499) 943-9724/9774/9198

По объему доказанных запасов углеводородов**
«Газпром нефть» входит в число 20 крупнейших
нефтекомпаний мира

7.526²⁰¹⁰

млрд баррелей н. э.*

8.319²⁰¹¹

млрд баррелей н. э.*

8.873²⁰¹²

млрд баррелей н. э.*

На правах рекламы



* Нефтяной эквивалент

** Объем доказанных запасов углеводородов
приводится по международной
классификации SPE (PRMS)

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ

