



Нефть и газ

Четверг 14 апреля 2016 №64 (5814 с момента возобновления издания)

kommersant.ru



18 Главный экономист ВР Спенсер Дейл о том, как строятся прогнозы на нефтегазовом рынке

20 Готовы ли российские нефтяники покупать свой нефтесервис

20 ЦБ остановил программу поддержки российских инвестпроектов

Одним из основных событий на топливном рынке в начале года стал резкий рост акцизов на бензин и дизельное топливо. С начала года ставки акцизов на бензин пятого класса выросли на 83%. Как утверждают нефтекомпании, из-за этого их маржа в секторе нефтепереработки упала вдвое. И несмотря на угрозы со стороны регуляторов, они будут вынуждены повышать цены, чтобы компенсировать выпадающие доходы.

Дорогие акцизы

— регулирование рынка —

Несмотря на активное возращение нефтекомпаний, акцизы на бензин с 1 апреля повысились второй раз за год, хотя в план большого налогового маневра дополнительное увеличение заложено не было — наоборот, предполагалось снижение ставок акциза до 5,83 руб. за тонну к 2017 году. Маневр предусматривает рост ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), что увеличивает внутренние цены на нефть и, соответственно, повышает издержки производителей бензина. И акцизы предполагалось использовать в качестве инструмента, нивелирующего воздействие роста НДПИ на топливный рынок.

Но в реальности они выросли с 1 января с 5,53 руб. до 7,53 руб. за тонну, а с 1 апреля — до 10,13 руб. на бензин «Евро-5» (на 2 руб. за литр). Акциз на дизтопливо повысится до 5293 руб. за тонну (на 1 руб. за литр). По подсчетам Минфина, это принесет в бюджет дополнительно 90 млрд руб. до конца года. Такая корректировка не могла не повлиять на динамику розничных цен на моторное топливо, так как акциз — это косвенный налог, взимаемый с конечного потребителя.

Участники рынка до последнего момента боролись за то, чтобы избежать дополнительных потерь. В самом конце марта главы крупных российских нефтекомпаний попросили Владимира Путина перенести уплату акцизов на автомобильное топливо с НПЗ на АЗС. Они отметили, что НПЗ платят акциз для облегчения его администрирования и вынуждены компенсировать его за счет конечных потребителей. Это приводит к оттоку средств производителей. В «Роснеф-



Из-за увеличения акцизов цена на топливо тоже пойдет вверх

ти» отмечали, что взимать акцизы с топлива на АЗС «совершенно естественно», поскольку, по сути, они являются налогом с продаж. Изменение, говорят там, поставит нефтяников и АЗС в равные условия, тогда как сейчас НПЗ, платящие акцизы «с топлива, которое не продано конечному покупателю, фактически кредитуют бюджет». Но в правительстве сочли, что перекладывание акцизов на АЗС может привести к росту цен на бензин, если НПЗ не снизят свои цены, а заправки их повысят. Также там видят риск падения качества топлива из-за возможной продажи топлива с НПЗ третьим лицам, которые, не являясь АЗС, смогут торговать по заниженным ценам. К тому же, гово-

рили в правительстве, технически невозможно перенести акцизы на АЗС, так как не все топливо продается на заправках: часть оптом закупает крупные потребители.

Цены на топливо на рынке уже поползли вверх. Хотя в начале года предполагалось, что они останутся стабильными, теперь чиновники допускают заметное подорожание бензина. Банк России в мартовском докладе о денежно-кредитной политике сообщил, что рост цен на бензин в РФ в 2016 году составит 10,4%. Аналогичный прогноз 5 апреля представил вице-премьер РФ Аркадий Дворкович: в пределах 10%, но более вероятно, что в пределах инфляции. Котировки оптовых партий бензина «Регуляр-92» на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже с начала года к 5 апреля подросли на 21%, с 31 697 до

38 380 руб. за тонну. Аналогичную динамику показывает бензин «Премиум-95» — увеличение на 21%, с 33 352 до 40 476 руб. за тонну. Такая динамика не может не отразиться на розничном рынке. До этого, как отмечают его участники, с осени прошлого года до середины марта текущего года стоимость бензина на АЗС оставалась стабильной, так как продавалось топливо, произведенное до повышения акцизов.

С середины марта Росстат зафиксировал начало роста цен. С 14 по 21 марта средние потребительские цены на бензин поднялись на 0,4%, с 21 по 28 марта — еще на 0,4%. Пока изменения кажутся едва заметными, но эти 0,4% в неделю дают в годовом исчислении 21%, что гораздо выше роста, который прогнозировали чиновники, и вполне соответствует динамике индексов биржевого рынка.

Глава Федеральной антимонопольной службы Игорь Артемьев заявил, что ведомство уже обратило внимание на динамику рыночных цен. «В отдельных случаях происходит повышение цен, и мы сейчас обсуждаем этот вопрос. Если компания самостоятельно не сделает выводы, для начала мы вынесем им предупреждение. То есть, как в футболе, покажем желтую карточку», — пояснил он. Однако это вряд ли остановит подорожание бензина, так как нефтекомпаниям придется компенсировать свои выпадающие от акциза доходы. На рынке считают, что итоговый результат будет находиться примерно посередине между заявлениями чиновников (10%) и настроениями рынка (21%). Если повышение цен будет в пределах 15%, это должно устроить обе стороны.

Ольга Мордюшенко

Прогнозируемая реальность

— оценка —

Прогнозы давно стали ожидаемым товаром на энергетическом рынке. Презентаций таких обзоров с нетерпением ждут не только производители и потребители энергоресурсов. Они нужны аналитикам, которые в своих комментариях по ценам на энергоресурсы должны руководствоваться чем-то большим, чем непрекращающиеся мантры правительственных чиновников о неизбежном росте цен или спекуляциях финансовых игроков.

Подготовка основательного прогноза, содержащего убедительные объяснения происходящего на рынке, и стройный, обоснованный сценарий на ближайшие несколько десятилетий, безусловно, настоящее событие. Магия прогноза заключается в том, чтобы заставить каждого своего потребителя увидеть в нем именно то, что он хочет. Однако в данном случае вступают в игру репутация автора обзора и признание бренда, который стоит на его титульной странице. Потребителю сегодня есть из чего выбрать: регулярно свои исследования о будущем энергорынка представляет немало число консалтинговых компаний, энергетических корпораций и, конечно, специальные подразделения влиятельных структур различных стран.

Британская компания ВР готовит обзоры мировой энергетики более 60 лет. Раньше такие исследования готовились корпоративными экономистами для внутреннего потребления. Сегодня же то, как компания видит развитие мировой энергетики в течение продолжительного периода, интересует все больший круг специалистов в сфере энергетики. В феврале ВР представила в интернете свой ежегодный прогноз мировой энергетики до 2035 года. Перед началом презентации CEO компании Боб Далли, глядя на число подписчиков ресурса, на платформе которого проводилась презентация, пошутил, что на вебcast в текущем году подписались на 40% человек больше, чем в прошлом, лишь бы узнать цены на нефть.

Горизонт прогноза в 20 лет можно объяснить тем, что в энергетической сфере с момента принятия серьезных инвестиционных решений до ввода объектов энергетики может пройти около 10 лет, а срок окупаемости может превысить 15 лет. Поэ-

тому в 20-летнем прогнозе адекватно может быть оценена ситуация в отрасли и показаны последствия принятия инвестиционных решений. Что касается непосредственно прогноза, то его вполне можно назвать оптимистичным как для производителей энергоресурсов, так и потребителей. Так, по расчетам экономистов компании ВР, к 2035 году спрос на энергоресурсы вырастет на 34%, добавляя в среднем по 1,4% ежегодно.

«В условиях продолжающегося снижения цен на нефть и газ важно не только адаптироваться к сегодняшним жестким условиям, но и готовиться к новым вызовам. Энергетическую отрасль отличают длительные циклы развития, и нам нужно понимать долгосрочные перспективы возможных изменений энергетического ландшафта. Нынешний выпуск прогноза показывает, что мировой спрос на энергоресурсы продолжит расти, но структура энергопредложения будет меняться в сторону более экологичных видов топлива», — отметил глава ВР Роберт Далли на презентации прогноза в Лондоне.

Авторы прогноза уверены, что, несмотря на ускоренный рост других источников энергии, ископаемые виды топлива будут обеспечивать до 60% ожидаемого прироста спроса и составлять почти 80% всех мировых поставок энергоснабжающих в 2035 году. При этом самыми быстрыми темпами из всех ископаемых топлив будет расти спрос на природный газ, показывая динамику в 1,8% ежегодно до 2035 года. На втором месте по востребованности среди традиционных энергоносителей оказалась нефть с предполагаемым ростом в 0,9% в год. Аутсайдером ископаемых топлив останется уголь: спрос на него резко замедлится в пользу газа.

Добыча природного газа будет уверенно расти в том числе благодаря заметному увеличению мирового производства сланцевого газа: ожидаемый прирост — 5,6% в год. Доля сланцевого газа в мировой газодобыче вырастет с 10% в 2014 году до почти 25% в 2035 году. Поставки нефти к 2035 году увеличатся почти на 19 млн баррелей в сутки, в основном из стран, не входящих в ОПЕК, в частности с месторождений сланцевой нефти в США. Доля неископаемых источников энергии в энергобалансе за ближайшие 20 лет увеличится значительно — с нынешних 3% до 9%.

с18

СПГ-рынок: между Азией и Европой

— тенденция —

Несмотря на рост спроса на рынке сжиженного природного газа (СПГ), старт целой серии СПГ-проектов в Австралии и Соединенных Штатах приводит к избытку предложения. Так, Австралия собирает произвести 44 млн тонн СПГ к 2018 году, а США рассчитывают предложить своим клиентам более 50 млн тонн сжиженного газа. Сложившаяся ситуация ведет к тому, что в ближайшие годы на газовом рынке диктовать условия будут покупатели. Смогут ли Россия найти свое место на таком рынке СПГ и есть ли у нее конкурентные преимущества?

Рост спроса, рост предложения

По прогнозу англо-голландской Shell, к 2030 году мировой рынок СПГ вырастет с 250 млн тонн по итогам 2015 года до 460 млн тонн. Спрос на сжиженный природный газ в среднем будет расти на 5% в год. Такая динамика мирового потребления СПГ обусловлена потребностями Китая в экологически чистой энергии и необходимостью создания новых энергетических мощностей в странах Юго-Восточной Азии и Латинской Америки. Также спрос будет стимулировать рост населения на Ближнем Востоке и переход на газ на европейском транспортном рынке.

По словам вице-президента по коммерческим вопросам компании Shell в России Дугласа Бакли, за по-

следние годы потребление сжиженного природного газа росло как на европейских рынках, так и в странах АТР. Сегодня СПГ используется как для производства электроэнергии, так и в промышленности и на транспорте. «Объем топливного рынка в сегментах грузового и морского транспорта оценивается в настоящее время примерно в 750 млн тонн в год. Даже если 12% из этих объемов будут обеспечены сжиженным природным газом, это будет сравнимо с импортом ведущего потребителя СПГ в мире — Японии», — отметил господин Бакли, выступая на прошедшем в марте в Москве «СПГ Конгрессе» компании Vostock Capital.

Продажи СПГ самой Shell, которая старается активно наращивать долю на мировом рынке сжиженного газа, с 2010 года увеличились на 40%. Дальнейший рост в компании связывают с Австралией, где концерн готовится в качестве оператора к запуску плавучего завода СПГ проекта Prelude. Также Shell владеет там долей в СПГ-проекте «Горгон» и, благодаря слиянию с британской BG Group, вошел в проект «Квинсленд». По прогнозам компании, к 2018 году она будет располагать мощностями по производству сжиженного природного газа в 44 млн тонн в год (рост на 70% по сравнению с 25,6 млн тонн в конце 2014 года). Аналитики Wood Mackenzie считают, что слияние Shell и BG создаст нового супермейджора на нефтегазовом рынке. Агентство предполагает, что к 2020 году Shell будет контролировать производство 53 млн тонн СПГ в год.

По данным концерна, новыми поставщиками сжиженного газа на мировой рынок станут Австралия, Северная Америка и Восточная Африка. Австралия, где у Shell прочные позиции в производстве СПГ, к 2030 году будет производить 90 млн тонн СПГ в год. «Сланцевая революция» в США сделала возможным запуск целого ряда СПГ-проектов, мощность которых оценивается экспертами в 600 млн тонн в год. Однако, по словам господина Бакли, к 2030 году в строй вряд ли будет запущено мощностей более чем в 100 млн тонн СПГ — в это время на США будет приходиться примерно 25% мирового рынка сжиженного природного газа.

Британская ВР также рассчитывает на резкий рост предложения СПГ на мировом рынке: к 2035 году предложение сжиженного природного газа вырастет на 440 куб. м газа, тогда как трубопроводного — только на 80 млрд куб. м. Доля СПГ увеличится с 33% до 51%, и сжиженный природный газ станет доминирующим видом торговли газа в мире. По информации старшего советника по экономическим вопросам ВР Ильи Лысенко, к 2035 году оборот трубопроводного и сжиженного газа увеличится на 520 млрд куб. м (2014 год — 990 млрд куб. м). АТР останется основным рынком для сжиженного природного газа, сохранив свою долю в 69–70%. «В ближайшие десять лет на газовом рынке будет складываться ситуация в пользу покупателей, а не производителей газа. Ожидается огромный выброс новых объемов СПГ на рын-

ке. К 2035 году США увеличат предложение на 150 млрд куб. м, а Австралия — на 170 млрд куб. м. Самый большой прирост — 40% — ожидается до 2020 года. Превышение предложения над спросом в ближайшие пять лет составит 60–65 млрд куб. м. Производители трубопроводного газа будут вынуждены приспосабливаться к конкурентной среде и жесткой ценовой ситуации. Европейская газодобыча будет падать. Сейчас энергодоланс Европы зависит от поставок газа на 50%, к 2035 году этот показатель увеличится до 70%. У СПГ есть все шансы, чтобы занять выпадающую долю внутренней добычи в европейских странах», — считает Илья Лысенко.

Российская перспектива

В свою очередь, Россия является историческим поставщиком трубопроводного газа (занимает порядка 18% мирового рынка) и только начинает вхождение на рынок СПГ. Сейчас в России действует только один СПГ-завод «Сахалин-2» (запущен в 2009 году, контроль принадлежит «Газпрому»), у Shell 27,5%, японских Mitsui и Mitsubishi — 12,5% и 10% соответственно. По итогам 2015 года производство там составило 10,8 млн тонн, превысив проектную мощность на 1,2 млн тонн. Однако из-за падения цен на мировом рынке доходы от экспорта СПГ в долларовом исчислении сократились по сравнению с прошлым годом на 13,3%, составив \$4,546 млрд. «Газпром» является нашим стратегическим партнером в России.

с18

СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ
8 800 100 32 44 • www.ooslk.ru

№1*

СРЕДИ ЛИЗИНГОВЫХ КОМПАНИЙ, ПОСТАВЛЯЮЩИХ НЕФТЯНОЕ И ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

*Согласно исследованию «Лизинг России 2015», проведенному Газманом В.Д., профессором НИУ «Высшая школа экономики» (информационное письмо от 10 марта 2016 г.).

нефть и газ

СПГ-рынок: между Азией и Европой

— тенденция —

В данный момент приоритетная задача заключается в расширении нашего успешного сотрудничества на острове Сахалин, включая строительство третьей линии СПГ-завода в рамках «Сахалина-2». Мы также рассматриваем другие потенциальные возможности развивать наше партнерство, в том числе по СПГ-проектам в России», — отметил Дуглас Бакли. В декабре прошлого года оператор проекта «Сахалин-2» Sakhalin Energy подписал соглашения на разработку проектной документации для реализации проекта строительства третьей технологической линии завода по производству сжиженного природного газа в рамках проекта, которые будут выполнены Shell Global Solutions и российским проектным институтом «Ипрогазцентр».

По информации оператора проекта, у «Сахалина-2» есть технические возможности для расширения и увеличения производительности завода до более чем 15 млн тонн СПГ в год. Сейчас среднесуточная добыча «Сахалина-2» составляет более 15 тыс. т нефти и конденсата и более 50 млн куб. м природного и попутного газа. Участники проекта не исключают возможность строительства четвертой линии, но для расширения проекта существуют ресурсные ограничения. Предполагалось снабжать газом первый и пока единственный крупнотоннажный завод СПГ в России с месторождений, входящих в проект «Сахалин-3». Но в начале августа 2015 года США ввели санкции против Южно-Киринского — крупнейшего месторождения «Газпрома» на шельфе Охотского моря, что закрыло доступ к ряду технологических решений и оборудования. Сейчас запуск Южно-Киринского месторождения перенесен с 2019 на 2021 год.

Еще одним СПГ-проектом «Газпрома», на толкнувшимся на санкции, является «Балтийский СПГ» (срок запуска — 2021 год). Предполагалось, что организацию проектного финансирования и затраты до принятия инвестиционных решений возьмет на себя Газпромбанк. В феврале 2014 года компания договорилась с банком о том, что он получит по 25% в «Балтийском СПГ» и еще одном запланированном проекте — «Владивосток СПГ» — мощностью по 10 млн т СПГ каждый. Но Газпромбанк попал в западный черный список, и «Газпром» решил отказаться от его услуг. Сейчас «Владивосток СПГ» отменен, а перспективы «Балтийского СПГ» туманны.

Также завод «Дальневосточный СПГ» мощностью 5 млн тонн в год в России планирует реализовать «Роснефть». Ресурсной базой для него должен стать проект «Сахалин-1». Участниками проекта «Сахалин-1» являются



Спрос на СПГ в ближайшие годы не будет успевать за предложением

Exxon Neftegas Ltd (30%), индийская ONGC (20%), «Роснефть» (20%) и японская SODECO (30%). В проект входят три нефтегазоносных месторождения: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги на северо-восточном шельфе Сахалина. Потенциальные извлекаемые запасы составляют 307 млн тонн нефти и 485 млрд куб. м газа. Пока ведется только добыча нефти (около 8 млн тонн в год). Кроме того, предполагается, что дополнительное сырье для Дальневосточного завода СПГ будет поступать с месторождений «Роснефти».

Рассматриваются два места для возможного строительства завода СПГ: на острове Сахалин и в Хабаровском крае. Одним из вариантов расположения является район уже существующего нефтяного терминала «Сахалин-1» в Де-Кастри. Сейчас компания проводит инженерные изыскания для прокладки газопровода из Чайво до Де-Кастри. «Строительство завода СПГ вблизи рынков АТР обуславливает преимущества реализации проекта по освоению газовых ресурсов «Сахалина-1» в полном объеме и обеспечению максимальной доходности проекта для инвесторов, акционеров и Российской Федерации. Завод будет строить-

ся примерно 5–6 лет, а работать в течение по крайней мере 30 лет», — отметил вице-президент ExxonMobil Russia Алекс Волков. Но пока окончательное инвестиционное решение по строительству завода не принято.

Так что единственным новым реальным СПГ-проектом, который будет введен в России в ближайшее время, является «Ямал-СПГ» мощностью 16,5 млн тонн. Его акционерами являются НОВАТЭК Леонида Михельсона и Геннадия Тимченко (50,07%), французская Total (20,01%), китайские CNPC (20,01%) и Фонд Шелкового пути (9,9%). Проект уже почти полностью обеспечен финансированием, а его объемы законтрактованы. Запуск первой очереди на 5,5 млн тонн намечен на 2017 год.

Выживут эффективные

При этом еще одной проблемой, с которой столкнулась вся нефтегазовая отрасль, является падение цен на энергоресурсы. Как отмечает Алекс Волков, газовая отрасль переживает интересные времена: долгосрочный прогноз на спрос на сжиженный природный газ остается очень высоким. «Однако развитие рынка носит циклический характер. Мы уже сталкивались с такими проблемами в прошлом. Текущие рыночные цены подводят нас к переломному моменту. В следующие несколь-

ко лет станет понятно, какие проекты действительно будут жизнеспособны. Те из компаний-производителей, у которых есть финансовые и технические возможности для реализации СПГ-проектов, смогут вывести на рынок новые объемы сжиженного природного газа после 2020 года. Мы считаем, что у природного газа и СПГ блестящее будущее. У газа есть все экономические и экологические преимущества. В ближайшие десять лет производственные мощности по сжижению природного газа нужно наращивать в два раза быстрее, чем это делалось до этого», — объяснил ситуацию господин Волков, выступая на мартовском «СПГ Конгрессе». Согласно оценке ExxonMobil, до 2025 года спрос на сжиженный природный газ будет расти в два раза быстрее, чем на трубопроводный газ. В странах АТР потребление СПГ увеличится в этот период на 60%. И покупатели будут заинтересованы прежде всего в проектах, операторы которых успешно справляются с финансовыми, инженерными, эксплуатационными рисками и способны завершить строительство в запланированные сроки.

При этом эксперты не видят базовых предпосылок для улучшения ситуации на рынке газа. По мнению Романа Казьмина, руководителя направления СПГ в ICIS Heren, цены на

газ продолжают свое падение. До 2020 года в США вводятся в эксплуатацию пять терминалов по экспорту сжиженного природного газа суммарной мощностью 57,8 млн тонн. Так, первая четвертая очереди экспортного терминала Sabine запускаются в течение текущего года и приведут на рынок 18 млн тонн СПГ в год. В 2017-м будет запущен Cove Point мощностью 5,6 млн тонн сжиженного газа в год. Завод и экспортный терминал Freeport мощностью 13,2 млн тонн СПГ в год запускается в 2017–2018 годах. Мощность терминала Cameco, вводимого в строй в 2018 году, составит 12 млн тонн. Первая и вторая линии Corpus Cristi, как ожидается, будут запущены в строй конце 2018 года. По мнению эксперта, АТР останется в перспективе главным рынком сбыта для российского СПГ. Тогда как на европейском газовом рынке будет развязана ценовая война. У России есть возможность продавать свой сжиженный природный газ на новых рынках, а не только на уже сложившихся. Рост спроса ожидается в Индии, Таиланде, Вьетнаме, Пакистане, Филиппинах и Кувейте.

Во время как ведущие политики, эксперты и компании утверждают, что перспективы российских проектов СПГ в основном связаны с рынком АТР, европейский рынок демонстрирует впечатляющий рост. Международная группа СПГ-импортеров (GPIGNL) сообщает, что Европа импортировала 37,6 млн тонн сжиженного газа в 2015 году, что на 15,8% больше показателей 2014 года. В следующие три года европейские потребители сжиженного топлива могут сыграть решительную роль в развитии потребления СПГ. Американский банк Merrill Lynch прогнозирует рост поставок сжиженного природного газа в Европу, где низкие цены на газ стимулируют отказ от угольной генерации. Во Франции спрос на газ со стороны генерирующих компаний вырос на 161% в 2015 году. Однако в Германии производство электроэнергии из газа в прошлом году сократилось на 7%. Поддерживая, с одной стороны, собственную угольную промышленность, ФРГ, с другой, проводит политику, ориентированную на поддержку роста ВИЭ в топливном балансе. Тем не менее Европа продолжает рассматривать сжиженный природный газ как основу своей энергетической безопасности на перспективу. Еврокомиссия не так давно представила свою новую стратегию по развитию рынка СПГ и газовых хранилищ. Значительный рост производственных мощностей сжиженного природного газа создает возможности для диверсификации поставок. Согласно выводам Еврокомиссии, каждая из европейских стран должна иметь свои собственные регазификационные, а также мощности для хранения СПГ.

Мария Кутузова

Прогнозируемая реальность

— оценка —

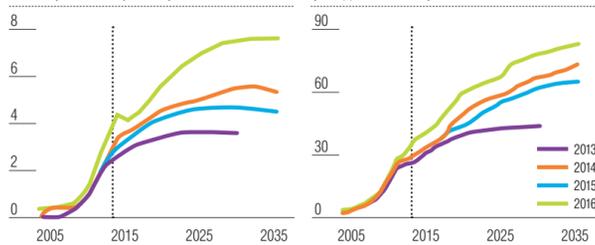
По оценкам экономистов ВР, основными драйверами роста спроса на энергоносители в обозначенный в прогнозе период будут рост населения и доходов: население Земли к 2035 году достигнет цифры в 8,8 млрд человек, то есть число потребителей энергии вырастет на 1,5 млрд человек. А глобальный ВВП за тот же период вырастет более чем вдвое. Причем половину этого роста обеспечат Китай и Индия.

Будущее России в ближайшие два десятилетия лет выглядит почти безоблачным. Россия останется одним из крупнейших мировых производителей ископаемых видов топлива, обеспечивая более 10% мирового производства; до 2035 года добыча российской нефти останется на уровне около 11 млн баррелей в сутки; добыча газа к 2035 году увеличится на 30% на фоне растущего спроса на мировых рынках. По объему добычи жидких углеводородов Россия уступит только

США и Саудовской Аравии. Кроме того, авторы прогноза постарались дать ответ на вопрос, который сегодня считается достаточно актуальным в российской нефтедобыче. Дело в том, что, по разным оценкам, сегодня около 70% российских запасов нефти можно отнести к трудноизвлекаемым, что в обозримом будущем может привести к снижению объемов добычи из-за отсутствия необходимых технологий для их добычи. Однако аналитики ВР достаточно оптимистично предполагают, что добывать трудноизвлекаемую нефть российские нефтяники начнут в 2020-х годах и к 2035 году добыча постепенно достигнет 5% от общего объема нефтедобычи. По добыче природного газа Россия останется вторым крупнейшим производителем в мире, выйдя к 2035 году на уровень добычи в 755 млрд куб. м. Однако в отличие от США, газ в России будет добываться исключительно на традиционных месторождениях.

Несомненное первенство, по мнению ВР, останется за Россией в каче-

ДОБЫЧА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ И СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В США ИСТОЧНИК: ВР



стве экспортера энергоресурсов: общий нетто-экспорт энергоресурсов к 2035 году составит 756 млн тонн нефтяного эквивалента. И второе место Россия к этому сроку себе обеспечит как производитель нефти и газа — около 122 млн тонн н.э.

В ВР при подготовке энергетических прогнозов традиционно серьезно относятся и к влиянию энергетики на экологию. Впрочем, динамика

изменений роста выбросов углекислого газа в этом разделе также вызывает оптимизм. По их прогнозам, темпы роста выбросов CO2 в мире за рассматриваемый период должны снизиться более чем вдвое — до 0,9% в год, что стало бы оптимистичным изменением по сравнению с предыдущими двумя десятилетиями, когда темпы роста выбросов CO2 росли по 2,1% ежегодно. Положительные

изменения экономисты компании объясняют двумя основными причинами: более быстрым повышением уровня энергоэффективности и снижением углеродоемкости энергопотребления. Представитель энергетического прогноза в конце марта в ИМЭМО, главный экономист ВР Спенсер Дэйл отметил, что мир начинает переход к энергетике с более низкими выбросами CO2. «Тем не менее выбросы углекислого газа по-прежнему будут расти, что позволяет говорить о необходимости дополнительных шагов в области регулирования. Установление разумной глобальной цены за выбросы, вероятно, должно стать наиболее эффективным механизмом для обеспечения более быстрого перехода к низкоуглеродному будущему», — сказал господин Дэйл.

О том, чего в прогнозе больше — оптимизма или реализма, можно спорить. С одной стороны, аналитики компании ВР при подготовке прогноза принципиально не учитывают некоторые факторы, которые не

обходят другие компании при представлении своих прогнозов. Например, влияние политических факторов на экономику или макроэкономические показатели. И по-своему они могут быть правы, поскольку мировая энергетическая система достаточно инерционна, особенно в течение рассматриваемых двух десятилетий. Поэтому позиции основных игроков могут быть более или менее предсказуемы. С другой — компания ВР регулярно пересматривает и корректирует свои прогнозы с учетом изменений на рынке, четко отслеживая тенденции изменений.

Кстати, на одном из слайдов по выбросам CO2, которые представил Спенсер Дэйл, экономисты ВР оставили вилку, подразумевающую развитие ситуации по двум сценариям. Что показательно для прогноза: один из сценариев, как предполагалось, может оказаться более оптимистичным, другой — менее. А реализм, очевидно, где-то рядом.

Константин Анохин

СПЕНСЕР ДЕЙЛ: В ОСНОВЕ НАШЕГО ПРОГНОЗА ЛЕЖИТ УСТОЯВШАЯСЯ МОДЕЛЬ

Прогнозы и аналитика ВР традиционно являются одними из самых авторитетных данных на нефтегазовом рынке. О том, для кого и на каких принципах они составляются, «Ъ» рассказал главный экономист ВР СПЕНСЕР ДЕЙЛ.

— По каким основным критериям прогноз ВР отличается от других энергетических прогнозов, подготавливаемых другими компаниями? В чем его уникальность?

— Перед нами не стоит задача конкурировать с подобными прогнозами, которые выпускаются другими организациями, и мы не претендуем на какую-то исключительность. У нас другие цели. В течение многих лет мы готовили Прогноз развития энергетики для внутреннего пользования и использовали его в процессе стратегического планирования. В 2011 году мы впервые решили представить наше видение наиболее вероятных тенденций развития энергетики широкой общественности. Однако задачи прогноза остаются прежними: помочь менеджменту компании лучше понимать тенденции на энергетических рынках и основные риски и тем самым способствовать принятию обоснованных инвестиционных решений.

— Есть ли у вас статистика корректировки ваших прогнозов? Какие основные параметры вы отслеживаете, чтобы затем вносить корректировки?



Каждый год мы анализируем предыдущие прогнозы с учетом сделанных корректировок. Я считаю эту работу очень важной и полезной. Анализ расхождений фактических данных и наших прежних ожиданий, а также их последствий для будущих тенденций является важной частью подготовки прогноза. Например, в нынешнем году мы представили историю пересмотра наших взглядов на перспективы добычи нефти плотных коллекторов и сланцевого газа в США (см. слайд ниже). Как видно на графике, сланцевая добыча в США раз за разом превзошла наши ожидания. Технологический прогресс и рост производительности сделали рентабельной добычу огромных ресурсов. А нам пришлось пересматривать сделанные ранее прогнозы. Это касается и текущего года — масштаб последнего пе-

ресмотра был определен неоднократно изменениями прогнозов в прошлом.

— Меняете ли вы периодически основные подходы либо параметры при составлении очередного прогноза? Что принимаете за основу?

— В основе нашего прогноза лежит уже устоявшаяся модель, и мы не видим необходимости существенно менять ее на регулярной основе. Как и в случае со многими другими подобными продуктами, наш прогноз базируется на оценках роста ВВП и населения по различным странам. Понимание взаимосвязи между ростом потребности населения в энергии и ростом экономики является ключевым фактором в нашем прогнозе.

Мы также исходим из того, что энергопотребление и структура энергобаланса зависят от многих внешних факторов, таких как национальная политика и регулирование, технологический прогресс, повышение энергоэффективности и т. д. Поэтому мы регулярно отслеживаем изменения различных допущений, связанных с этими факторами, и стремимся оценить возможное воздействие каждого из них на модель потребления.

— Как вы считаете, для достижения международных целей по ограничению выбросов углекислого газа возможно применение политического ресурса или в данном случае должны работать только рыночные механизмы в виде стимулов и «правильной» цены?

— В нашем прогнозе мы ожидаем существенного замедления темпов роста выбросов углерода в следующие 20 лет по сравнению с предыдущими 20 годами. По нашим оценкам, темпы роста ВВП в предыдущие и будущие 20 лет будут примерно одинаковыми, но мы ожидаем более существенного повышения энергоэффективности в будущем. Кроме того, сдвиг в структуре энергопотребления в сторону менее углеродоемких видов топлива (от угля к газу и возобновляемым источникам) приведет к тому, что темпы роста выбросов будут чуть ниже 1% в год в следующие 20 лет по сравнению с более чем 2% в год прежде.

Однако выбросы будут расти — 1% в год означает рост примерно на 20% за 20 лет. Для достижения целей, поставленных на Конференции по климату в Париже, выбросы углерода должны упасть на 30%, а не увеличиться на 20%. Этот разрыв пока вызывает сложность стоящего перед нами политического выбора. И главный посыл нашего прогноза заключается в необходимости более существенных мер для решения сформулированных в Париже задач.

— Какие дополнительные шаги могут быть эффективными в сфере регулирования CO2? Какой должна быть политика в этой сфере?

— Простой ответ на этот вопрос заключается в том, что надо ввести плату за выбросы. Разумная цена на выбросы углерода будет стимулировать смещение энергопотребления от угля в сторону природного газа и возобновляемых источни-

ков энергии. Это также будет способствовать повышению энергоэффективности и снижению энергоёмкости.

Другой путь — снижение выбросов при помощи планирования и регулирования. Но это означает, что политики должны определить наилучшие методы для достижения этой цели на 20-летний период. Это очень сложно и потенциально неэффективно.

— Допускаете ли вы при подготовке прогнозов влияние политики на экономику или придерживаетесь идеи независимости макроэкономических показателей от общественных и политических процессов?

— Да, мы считаем, что политика и регулирование играют важную роль. И Китай тут может стать хорошим примером. В последние годы потребление угля в Китае, вызванное процессом индустриализации, очень быстро росло. Однако в прогнозе на 20 лет мы отмечаем, что дальнейший рост потребления угля будет едва заметен и, более того, потребление начнет сокращаться к концу прогнозного периода. Резкое изменение потребления угля в Китае частично объясняется усилением экологической политики, которая нацелена на переход от угля к более чистым и менее углеродоемким видам топлива, в частности природному газу, атомной энергии, возобновляемым источникам.

— Какой, на ваш взгляд, может быть так называемая справедливая цена на нефть при балансе между спросом и предложением?

— Мы уже сейчас видим, что нефтяной рынок реагирует на низкие цены. Мировой спрос на нефть показывает сильный рост, а предложение из стран, не входящих в ОПЕК, прежде всего добыча нефти плотных коллекторов США, сокращается. Исходя из нынешних тенденций, могут лишь предположить, что к концу текущего года нефтяной рынок будет ближе к балансу. При этом сохраняются значительные запасы нефти в нефтехранилищах, которые будут оказывать давление на цены. Но я ожидаю некоторой стабилизации цен после того, как запасы в нефтехранилищах начнут сокращаться.

— Каковы основные рыночные тренды, которые будут способствовать росту цены на нефть?

— Одним из основных заключений нашего прогноза является то, что рынок постепенно сбалансируется в ближайшие несколько лет, так как нынешние низкие цены на нефть приведут к росту спроса и уменьшат предложение. Упавшие цены вызвали значительный рост глобального спроса на нефть. В 2015 году он в два раза превисил средние показатели за последние десять лет. Мы рассчитываем, что достаточно сильный рост спроса сохранится и в нынешнем году, но он будет слабее, чем в 2015 году. Со стороны предложения мы ожидаем снижения поставок в основном из стран, не входящих в ОПЕК, по мере того как резкое сокращение затрат будет сказываться на добыче.

Интервью взял Константин Анохин

нефть и газ

Новый налог для старых месторождений

Несмотря на то что Западная Сибирь и сегодня является регионом с максимальными показателями добычи и прироста запасов нефти и газа, в последние годы рост производства нефти в этом регионе прекратился, наблюдается тенденция к его снижению. Такая ситуация характерна и для компании «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), совместного предприятия Shell и «Газпром нефти», работающего в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре.

В конце марта СПД запустила на Западно-Салымском месторождении пилотный проект, нацеленный на повышение нефтеотдачи. В случае успеха и применения новой технологии в промышленном масштабе «Салым Петролеум» надеется нарастить темпы добычи и получить в течение десяти лет дополнительные 25–30 млн тонн нефти. Генеральный директор «Салым Петролеум Девелопмент» **Алексей Говзич** рассказал, «Ъ» о пилотном проекте и первых достижениях в реализации обновленной стратегии компании.

— стратегия бизнеса —

— Алексей Николаевич, прошел примерно год после вашего назначения на должность гендиректора СПД и нашего первого интервью (в июне 2015 года в приложении «Ъ-Нефть и газ» вышла публикация «Люди — наш основной потенциал», посвященная компании «Салым Петролеум Девелопмент»), что удалось сделать за этот год?

— В прошлом году стратегия компании «Салым Петролеум» пересмотрена и обновлена. Она предусматривает работу по четырем основным направлениям: безопасность, добыча, эффективность и реализация проектов. Сегодня мы другая компания в сравнении с той, которой были пару лет назад. Мы меняемся, динамично решая производственные задачи, которые затрагивают и разработку месторождений, и состояние инфраструктуры, а также процесс принятия и согласования решений.

Мы продолжаем уделять большое внимание вопросам промышленной безопасности и охраны труда, но несколько пересмотрели наш подход к производственной культуре. Теперь он основан на личных обязательствах и личном отношении к безопасности. Мы стараемся больше воздействовать на эмоции на персональном уровне и уже добились определенных результатов. По показателю частоты происшествий с временной потерей трудоспособности мы сейчас находимся на таком уровне, на котором не были уже более пяти лет.

Несмотря на неблагоприятную ценовую конъюнктуру на мировом рынке и действующие в отношении России санкции, у нас довольно амбициозный целевой показатель добычи — 7 млн тонн нефти в год к 2020 году. Здесь мы работаем сразу по нескольким направлениям. Во-первых, это комплексное управление добычей, оптимизация работы скважин и наземной инфраструктуры. СПД пересмотрела подходы к применению нефтепромысловых химии, усовершенствовала работу системы поддержания пластового давления, оптимизировала процесс смены электроцентробежных насосов. Мы также впервые в истории компании серийно внедрили такие технологии бурения, как боковые стволы и горизонтальные скважины. Несмотря на многие инфраструктурные сложности, нам удалось сохранить коэффициент эксплуатации оборудования на высочайшем уровне — более 97%. Нам удалось развернуть тренд добычи. В целом в 2015 году мы перевыполнили годовой план по добыче и в полтора раза сократили темпы падения базовой добычи. С этого года мы выходим в рост, что очень несвойственно для месторождений на третьем-четвертом этапе разработки. Во-вторых, мы начали активную работу с ресурсной базой Салымской группы месторождений, в рамках которой приращиваем новые запасы. Так, «Салым Петролеум» завершила разработку пятилетней стратегии по геологоразведке. Мы выявили 23 области для проведения геологоразведочных работ. Совместно с акционерами СПД подготовлена экономическая модель по разработке низкопроницаемых пластов ачимовской свиты. Наконец, более детально стали работать над расширением географии деятельности компании и увеличением портфеля активов.

Новая стратегия «Салым Петролеум» требует от нефтепромысла нового уровня развития. Поэтому мы провели тщательную техническую оценку состояния всех объектов существующей инфраструктуры, подготовили план по ее приведению на должный уровень с точки зрения безопасности и технического состояния. В рамках этого плана во второй половине 2015 года бы-



С. ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ

ки проектного управления: ведется четкий контроль над каждой фазой реализации того или иного проекта, существует жесткий график ее выполнения. Мы отошли от практики сдвигать сроки, сам процесс принятия и согласования решений стал более прозрачным и понятным всей команде. Я ориентирую коллектив на менталитет ответственного собственника: если ты что-то пообещал — сделай. В СПД стало больше личной ответственности, а следовательно, люди стали больше гордиться своей работой.

В октябре прошлого года мы быстро и эффективно провели плановую полную остановку месторождения на 36 часов при плане в 48 часов, уменьшив прогнозируемый недобор нефти на 40%. К обновлению оборудования было привлечено больше 1 тыс. человек персонала, и у каждого из них был свой участок работы, каждый знал по минутам и секундам, что нужно делать. Повторю, сегодня «Салым Петролеум» — быстро принимающая решения компания. Повышая эффективность, мы не останавливаемся на достигнутых результатах. В частности, СПД продолжает активно внедрять систему постоянных улучшений: любой сотрудник «Салым Петролеум» может прислать предложение о том, как улучшить маленький или большой процесс, происходящий в компании и нацеленный на повышение эффективности, работоспособности и безопасности.

— Какие цели ставит перед собой «Салым Петролеум Девелопмент», запустив на Западно-Салымском месторождении проект с использованием инновационной для России технологии повышения КИН?

— Внедрение технологии АСП на Салымской группе месторождений — уникальный для Российской Федерации эксперимент, открывающий новую страницу в истории отечественной нефтедобычи. Наша компания первой в стране реализует метод увеличения нефтеотдачи, который позволяет добывать из недр дополнительно до 30% оставшейся в резервуаре нефти. Я уверен, что данная технология позволит более рационально разрабатывать десятки месторождений Западной Сибири. Более того, она поможет внести существенный вклад в социально-экономическое развитие региона и страны в целом, генерируя дополнительные выплаты в бюджет, создавая новые рабочие места, давая мощный импульс развитию бизнеса, в том числе нефтехимии, нефтесервиса и машиностроения.

Эта технология даст второе дыхание месторождениям Западной Сибири. Сегодня при традиционных способах добычи около 60% нефти остается в резервуаре, а новая



С. ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ

технология способна увеличить нефтеотдачу в два раза. Суть инновации заключается в том, чтобы закачивать в пласт не воду, а специально подобранную для каждого месторождения смесь АСП — анионное поверхностно-активное вещество, сода и полимер. Эта смесь меняет физико-химические свойства нефти, разбивает застрявшие в породе капли нефти на мелкие части и выбивает их на поверхность.

Мы запустили пилотный проект на своем Западно-Салымском месторождении: ввели в строй ключевой объект инфраструктуры — установку смешения компонентов АСП. В рамках проекта запланированы закладка раствора АСП в ограниченную ячейку скважин и оценка эффекта применения этой технологии посредством замеров. Цель пилотного проекта — снять основные технологические и геолого-геофизические риски технологии для уверенного масштабирования технологии на основные пласты Западно-Салымского месторождения и дополнительной добычи до 30 млн тонн нефти. В масштабах Ханты-Мансийского автономного округа — это, по оценкам экспертов, 2,4 млрд тонн в течение 15 лет.

Мы работали над этой технологией при участии обоих акционеров с 2008 года. У Shell есть опыт применения этой технологии на месторождениях в Китае, Омане и Канаде. В России мы являемся пионерами по применению этой технологии. Аналогов нашему проекту по предполагаемому масштабу использования метода и ожидаемому эффекту пока нет.

Единственная сложность применения технологии — существующий в Российской Федерации налоговый режим. Применение технологии АСП является более дорогостоящим по сравнению с традиционными методами нефтедобычи. Дополнительные затраты на извлечение одной тонны нефти при использовании технологии АСП ожидаются в районе 5–9 тыс. руб. Дальнейшее снижение расходов определяется эффективностью механизма вытеснения остаточной нефти, локализацией производства ключевых химических компонентов, улучшением существующей инфраструктуры.

В настоящее время в компании активно работают над оптимизацией затрат, совершенствованием существующей инфраструктуры месторождения. Мы ведем поиски российских поставщиков химической продукции, на которую приходится основные затраты. Запустили специальную программу «РусЛав» по поиску в России поставщиков поверхностно-активных веществ, чтобы снизить затраты в рамках проекта АСП и заместить зарубежные поставки россий-

скими. Нам потребуются большие объемы поверхностно-активных веществ: до 50 тыс. тонн в год в случае выхода проекта АСП на промышленный уровень. На отечественном рынке не так много игроков, которые могут поставлять химическую продукцию в таких объемах. Наш иностранный акционер концерн Shell обещает помочь нашим поставщикам своей экспертизой.

Кроме того, мы надеемся и на помощь государства. Изменение налогового режима для этого инновационного проекта нужно как воздух. Если власти не пойдут навстречу, промышленного применения новая технология может так и не найтись. Оптимизации расходов одной конкретной нефтяной компании недостаточно. Без встречного движения со стороны государства в области нового налогового законодательства проект не будет рентабельным.

— Как можно изменить налоговый режим применительно к проекту АСП без ущерба для госбюджета?

— В существующих реалиях при цене \$40 за баррель после вычета экспортной пошлины, НДС, транспортного налога у нас остается \$15 за баррель. Совокупные же затраты в этом проекте составляют \$25 за баррель. Таким образом, при текущей налоговой системе применение технологии является убыточным, тогда как при налогообложении, основанном на обложении прибыли, этот проект приносил бы существенную отдачу.

Главный вопрос — найти устраивающее обе стороны, нас и государство, распределение создаваемой в ходе реализации проекта добавочной стоимости. Такое распределение, которое каждый будет считать справедливым.

Как я уже отметил, в существующей налоговой системе государство забирает всю прибыль от реализации подобного проекта, а доход компании уходит в минус. Одна из возможных опций — применение налога на финансовый результат (НФР). Применение НФР также позволяет ввести в разработку другие категории запасов, разработка которых нерентабельна при существующем режиме. Но при внедрении технологии АСП предлагаемая модель НФР недостаточно стимулирует недропользователей. При такой конструкции налоговой системы уровень дохода компании от реализации таких проектов вдвое ниже общепринятого в отрасли значения. Поэтому применение НФР требует дополнительной совместной проработки деталей, которая позволит прийти к варианту, приемлемому как для государства, так и для недропользователя.

Наиболее оптимальный способ разделения добавочной стоимости — адресное предоставление вычета специализированных затрат — капитальных затрат и операционных затрат — из НДС. Эти вычеты будут осуществляться после того, как будет получена дополнительная нефть на проект. Прозрачное администрирование данной льготы может быть обеспечено тем, что она будет предоставляться только выработанным месторождением с определенным показателем обводненности фонда. Плюс компания получит вычет только в том случае, если технология даст дополнительную добычу. То есть при такой схеме компания будет нести существенные риски в случае, если применение инновационного решения не окажется успешным. Эта конструкция вычетов минимизирует риск бюджетных потерь и требует реальной отдачи от применения третичных МУН на проблемных участках недр.

Мы видим, что в этом вопросе государство идет нам навстречу, удастся строить конструктивный диалог со всеми заинтересованными ведомствами. Но, к сожалению, не такими темпами, на которые мы рассчитывали. Я надеюсь, что в течение этого года мы придем к решению, которое позволит применять новые методы и в то же время приносить дополнительные деньги от реализации проекта в казну. Увы, в условиях существующей системы налогообложения проект продолжения иметь не будет. Но такой сценарий не нужен ни нам, ни государству. Очевидно, что этот проект — будущее для Западной Сибири и для российской нефтедобычи в целом.

ОЛИВЬЕ ЛАЗАР, председатель концерна Shell в России:

— Запуск установки АСП — большое достижение для оператора Салымской группы месторождений «Салым Петролеум Девелопмент». Внедрение этой технологии открывает новую страницу в истории применения новых методов повышения нефтеотдачи в России. Это связано с повышением эффективности использования запасов. Во времена Советского Союза страна впервые стала применять методы повышения КИН. Однако многие наиболее современные технологии в этой области так и не нашли в России широкого использования. Надеюсь, что с внедрением технологии АСП эта тенденция изменится. Не секрет, что для применения новых методов необходима поддержка государства. Мировая практика свидетельствует, что технические инновации нуждаются в стимулирующем налоговом режиме. Например, таким, при котором платятся налоги на прибыль, а не на выручку. Уверен, при таком подходе выиграют не только компания, нацеленные на эффективную разработку ресурсов месторождений, но и государство.

МНЕНИЕ РЫНКА

КИРИЛЛ МОЛОДЦОВ, заместитель министра энергетики РФ:

— Ввод в эксплуатацию первого в стране завода АСП — важная веха в развитии отрасли — направлена на решение задач повышения нефтеотдачи месторождений с падающей добычей, к которым относится сегодня большая часть активов в Западной Сибири. Эффективность применения новой технологии доказана опытом использования третичных методов в других странах, разрабатывающих трудноизвлекаемые запасы нефти. Задача трехкомпонентной смеси в пласт позволяет увеличить нефтеотдачу до 30%. Реализация этого и аналогичных проектов по повышению коэффициента извлечения нефти на действующих месторождениях имеет государственное значение и поддерживается Министерством энергетики России: работа по созданию благоприятных экономических условий для подобных проектов будет продолжена. Хочу подчеркнуть, что к несомненным достоинствам метода АСП относится сокращение нагрузки на экологию за счет снижения объемов отходов на тонну добываемой нефти. Министерство энергетики рассматривает строительство нового завода как начало большого пути, актуального для всей нефтегазовой промышленности страны. Начатая этим проектом модернизация добывающей отрасли не только позволит повысить коэффициент извлечения нефти на истощенных месторождениях, что само по себе является одной из стратегических задач для отрасли, но и будет способствовать развитию сектора высокотехнологичных нефтесервисных услуг и новых направлений развития нефтехимической промышленности и других смежных производств в стране.

С. ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ

ВАДИМ ЯКОВЛЕВ, заместитель председателя правления, первый заместитель генерального директора компании «Газпром нефть»:

— Запуск проекта АСП — маленький шаг для одного месторождения, но это огромный прорыв для всей отрасли. Идея обработки пласта химическим составом и увеличение нефтеотдачи не нова, но от идеи до промышленного применения технологии АСП. Акционеры поддержали непростое в существующих экономических условиях решение о запуске проекта, несмотря на то что этот пилотный инновационный проект в нынешнем налоговом режиме не является рентабельным. Тем не менее, веря в экономический и технологический результат проекта, мы продолжаем его реализацию, рассчитывая одновременно, что налоговое решение для его реализации будет найдено. Мы чувствуем интерес и поддержку со стороны Минэнерго и региональных властей. Если проект будет поддержан практическими действиями со стороны наших регулирующих органов, это позволит применить метод в промышленных масштабах. Проект важен для всей Западной Сибири — нашего основного нефтедобывающего региона с уже построенной инфраструктурой, где добыча

С. ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ

ОЛИВЬЕ ЛАЗАР, председатель концерна Shell в России:

— Запуск установки АСП — большое достижение для оператора Салымской группы месторождений «Салым Петролеум Девелопмент». Внедрение этой технологии открывает новую страницу в истории применения новых методов повышения нефтеотдачи в России. Это связано с повышением эффективности использования запасов. Во времена Советского Союза страна впервые стала применять методы повышения КИН. Однако многие наиболее современные технологии в этой области так и не нашли в России широкого использования. Надеюсь, что с внедрением технологии АСП эта тенденция изменится. Не секрет, что для применения новых методов необходима поддержка государства. Мировая практика свидетельствует, что технические инновации нуждаются в стимулирующем налоговом режиме. Например, таким, при котором платятся налоги на прибыль, а не на выручку. Уверен, при таком подходе выиграют не только компания, нацеленные на эффективную разработку ресурсов месторождений, но и государство.

С. ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ

COMPANY PROFILE

«Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) — совместное предприятие, акционерами которого на паритетных началах являются концерн Shell и «Газпром нефть». С 2003 года СПД ведет освоение Салымской группы нефтяных месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе, которая включает в себя Западно-Салымское, Верхнесалымское и Вадельинское месторождения с суммарным извлекаемым запасами 140 млн тонн углеводородного сырья. Накопленный объем добычи на начало 2016 года составил около 65 млн тонн. СПД входит в десятку крупнейших компаний российской нефтедобычи.

Интервью взяла Мария Кулузова

нефть и газ



РЕКЛАМА

Лимит ЦБ подошел к концу

ЦБ фактически остановил программу рефинансирования кредитов, выдаваемых на поддержку российских инвестиционных проектов.

Объем средств, которые попросили компании в ее рамках, уже в полтора раза превысил лимит в 100 млрд руб. Минэкономики просит расширить программу, чтобы удовлетворить все эти заявки, но ЦБ против. Там считают, что многие заемщики способны привлечь стандартное коммерческое финансирование. Но банки — участники программы уверены, что рост ставок может стать серьезной проблемой прежде всего для самих инвестпроектов, экономика которых рассчитывалась исходя из льготных ставок кредитования (не выше 11,5% годовых).

— проблема —

Регулятор заморозил выдачу льготного финансирования

В конце марта стало известно, что ЦБ России приостанавливает рефинансирование кредитов, предоставляемых для целей инвестиционного кредитования и проектного финансирования, с помощью которого российские банки привлекают от регулятора деньги для рефинансирования кредитов, выданных ими на крупные инвестпроекты. Как пояснила тогда глава ЦБ Эльвира Набиуллина, прием новых проектов в программу невозможен из-за превышения ее лимита в полтора раза даже в рамках уже поступивших заявок. «Комиссия Минэкономразвития отобрала больше, чем наш лимит в 100 млрд руб.: она отобрала уже на 250 млрд руб... Нужно решить, что делать с уже отобранными проектами с существующими обязательствами, и прием новых проектов, на наш взгляд, уже в этих условиях невозможен», — сказала госпожа Набиуллина на форуме РСПП. По ее словам, анализ проектов показывает, что многие из них могут финансироваться на коммерческой основе коммерческими банками.

Программа поддержки инвестиционных проектов, реализуемых на территории РФ на основе проектного финансирования, была утверждена 11 октября 2014 года постановлением правительства РФ №1044. Она предполагает возможность получить льготное банковское кредитование от отобранных коммерческих банков со ставкой по кредиту 11% годовых за счет обеспечения Банком России рефинансирования коммерческих банков по ставке 9% годовых и предоставления государственных гарантий под указанные кредиты (25% стоимости кредита). Для участия в программе были отобраны Сбербанк России, Россельхозбанк, Альфа-банк, ВТБ, Промсвязьбанк, Газпромбанк, Банк Москвы, Банк «Финансовая корпорация „Открытие“», Международный инвестиционный банк, Евразийский банк развития.

Претендовать на получение средств посредством такого механизма могли проекты из приоритетных для развития российской экономики секторов, таких как машиностроение, фармацевтика, сельское хозяйство, электроэнергетика, радиоэлектроника, связь и информационные технологии, жилищно-коммунальное хозяйство и т. д.

При остановке программы льготного финансирования лишается поддержки и ряд важных проектов, реализуемых с привлечением ЭКСАР (Экспортное страховое агентство РФ, созданное в октябре 2011 года в виде 100% дочерней компании Внешэкономбанка). Агентство предоставляет страховую поддержку экспорта товаров и услуг российского производства, развития современной системы финансирования экспорта, обеспеченного его страховым покрытием, страховую поддержку российских инвестиций за рубежом, а также поддержку экспортноориентированных субъектов МСП. С



Ввод в строй «Ямал СПГ» намечен на 2017 год

2013 года страховое покрытие ЭКСАР применяется для защиты экспортных кредитов от предпринимательских и политических рисков и российских инвестиций за рубежом от политических рисков. Страховая емкость ЭКСАР — 300 млрд руб. По каждой застрахованной сделке агентство может покрывать до 95% убытков в случае реализации политического риска и до 90% — в случае коммерческого риска.

Как пояснили „Б“ источники, знакомые с ситуацией, финансирование могут лишиться не все проекты, реализуемые с помощью ЭКСАР, а только сырьевые. В эту категорию может попасть и завод «Ямал СПГ» компании НОВАТЭК. О его финансировании в мае 2014 года договорились Банковская корпорация развития Китая, Внешэкономбанк и Газпромбанк, деньги должны были предоставляться под покрытие ЭКСАР. 22 апреля акционеры НОВАТЭКа будут рассматривать вопрос об одобрении кредитов Сбербанка и Газ-

промбанка на €3,6 млрд. Но, по мнению чиновников, несмотря на строительство комплекса по сжижению газа стоимостью почти \$30 млрд с использованием российских технологий и продукции машиностроения, он может быть отнесен к сырьевым и не войти в программу рефинансирования под страховое покрытие ЭКСАР. Это, по мнению собеседников „Б“, может создать проблемы для проекта.

«Сейчас на рынке достаточно высокие кредитные ставки — 14% годовых и выше, и финансировать в их рамках долгосрочные проекты практически невозможно. Это приводит к оттоку акционерного капитала, и владельцам становится неинтересно», — отмечает собеседник „Б“ на рынке. При ставке 11% и возможности рефинансирования ставки для самого банка до 9% проект становится более устойчивым, а кредитор получает свою маржу. Если же программа будет закрыта, говорят в банковских кругах, то либо придется повышать ставки кредитования, либо укорачивать срок выдачи займов, что не годится для крупных проектов.

Несмотря на риски для банков и крупных проектов, в правительстве пока не могут договориться о повышении лимита программы дешевых денег от ЦБ. По неофициальным данным, Минэкономики хотела увеличить лимит проектного финансирования до 240 млрд руб. ЦБ выступил против, учитывая, что из 100 млрд руб. нынешнего лимита банка выдали кредитов пример-

но на 80 млрд руб., из которых около 70 млрд руб. уже рефинансировано ЦБ. В то же время глава Минэкономразвития Алексей Улюкаев 5 апреля сообщил журналистам, что министерство и ЦБ сейчас обсуждают возможные варианты. «Мы находимся в процессе согласования подходов. Я думаю, что у нас есть взаимное понимание того, что по тем проектам, которые уже отобраны — это 41 проект — и по которым уже началось или продолжается кредитование, останавливать нельзя. Есть понимание того, что необходимо принять соответствующие меры», — сказал он. При этом, как сообщила Эльвира Набиуллина, сейчас рассматривается вариант запуска нового инструмента поддержки с помощью Фонда развития промышленности. Председатель комитета ТПП РФ по инвестиционной политике Антон Данилов-Данильян, возглавляющий экспертный совет Фонда развития промышленности, говорил, что с Центробанком, Минфином и другими заинтересованными ведомствами прорабатывается вопрос о выпуске облигаций фонда для привлечения ресурсов в проект.

Насколько серьезными будут последствия остановки программы рефинансирования для проектов, которые планировалось реализовать в ее рамках, пока неясно. Но очевидно, что если банки ограничат выдачу кредитов без возможности их рефинансировать, то как минимум сроки ввода проектов могут отодвинуться, так как компаниям придется искать более дешевые деньги на рынке. А в условиях экономического кризиса и санкций в отношении России найти их будет очень непросто.

Ирина Салова



Заморозка рефинансирования может повлиять на реализацию проектов

Бурение по-своему

— нефтесервис —

Кризис и падение нефтяных цен могут существенно изменить баланс на рынке нефтесервисных услуг. Пока он по большей части остается независимым и конкурентным, но уже есть компании, готовые включить сервисный бизнес в свой состав, чтобы обеспечить собственные проекты. Основным приверженцем такого подхода является «Роснефть», которая активно скупает сервисные активы. В компании прогнозируют, что ее примеру могут в ближайшее время последовать и другие игроки.

АФК «Система» в 2016 году собирается активно наращивать инвестиции в нефтесервисный бизнес. Как сообщил вице-президент по финансам и инвестициям АФК Всеволод Розанов на Красноярском экономическом форуме, компания собирается увеличить инвестпрограмму со 135 млрд руб. в 2015 году до 150 млрд руб. в 2016 году. При этом, по его словам, существенно вырастут вложения АФК в нефтесервис («Таргин»; предоставляет услуги в области бурения, ремонта скважин, производства нефтепромыслового оборудования и механосервиса) и лесной бизнес (Segezha Group). «Это две отрасли, в которых мы видим серьезный потенциал роста», — отметил господин Розанов.

«Система» не единственная компания, которая находит необходимым развивать нефтесервисный

бизнес. О том, что игрокам нефтяного рынка может стать интересна покупка собственных буровых и обслуживающих мощностей, в середине февраля говорил глава «Роснефти» Игорь Сечин. Эта компания фактически единственная в нефтегазовом секторе активно наращивает сервисные мощности. Вторым крупным игроком на российском рынке, обеспеченным своими мощностями по обслуживанию скважин и бурению, является «Сургутнефтегаз».

Как считает глава «Роснефти», изменения ценовой конъюнктуры и баланса спроса и предложения могут подтолкнуть нефтекомпания к развитию собственного нефтесервиса. «Мы предполагаем, что в результате текущего кризиса сервисные компании будут находиться в зоне внимания крупных игроков на рынке», — сказал он. Игорь Сечин объяснил, что сервисные компании «стали завывать цены, идя даже на определенный створ». Поэтому «Роснефть» предпочла сформировать собственный сервисный блок.

К концу прошлого года структура «Роснефти» «РН-Бурение» принадлежало около 240 буровых установок. Они покрывают около 40% потребностей нефтекомпаний. К 2020 году «Роснефть» рассчитывает уже на 75–80% обеспечивать себя собственным сервисом и увеличить объемы бурения на 7–10% в год. В 2015 году компания сделала сразу две крупные покупки в нефтесервисном секторе. В начале ав-

густа «Роснефть» купила примерно за \$400 млн нефтесервисные активы Weatherford International. В них входит восемь компаний, занимающихся бурением и ремонтом скважин в России и Венесуэле (сама Weatherford купила эти активы в 2009 году у ТНК-ВР за \$500 млн).

Тогда же «Роснефть» за \$150 млн купила «Трайкан Велл Сервис» у нефтесервисной Trican Well Service Ltd. Компания оказывает в России услуги по использованию высокотехнологичных систем закачки с целью повышения нефтеотдачи пластов при разработке традиционных запасов нефти и газа. При этом компания продолжала переговоры о выкупе активов Trican Well Service Ltd в Казахстане. Но в конце февраля Trican Well Service сообщила, что обсуждение больше не ведется, так как рынок Казахстана по-прежнему пребывает в стагнации и операционная деятельность компании в этом регионе сопряжена с финансовыми трудностями. Источники поясняют, что с учетом низкого рынка слишком дешево продавать свои активы Trican Well Service не хотела.

Крупнейшим нефтесервисным бизнесом в России, готовым к продаже, является Eurasia Drilling Company (EDC). В начале прошлого года ее пыталась купить американская Schlumberger исходя из цены \$22 за акцию. Компания хотела консолидировать 45,65% акций и получить пятилетний опцион на покупку оставшихся бумаг. Но сделку затормозили российские власти, и к

концу сентября стало понятно, что она отменяется. После этого мажоритарные акционеры EDC (гендиректор Александр Джапаридзе — 30,2% — и Александр Путилов — 22,4%) решили самостоятельно выкупить компанию и вывести ее акцию с рынка, сделав ее полностью частной. Это, как считают на рынке, упростило последующую продажу актива. Но пока очевидных претендентов на него нет, а крупнейшие российские нефтекомпании в разное время заявляли, что в сделке не заинтересованы, как и в покупке других сервисных мощностей.

Даже возможное снижение стоимости сервисных компаний на фоне кризиса пока не привлекает крупных игроков. В нефтекомпаниях «Б» заявили, что планов обзавестись собственными мощностями у них нет, так как они не считают это экономически эффективным. В условиях кризиса эти предприятия станут балластом и будут оттягивать средства от основных активов. Именно поэтому, говорят в нефтекомпаниях, почти все приняли решение вывести сервис за их пределы. К тому же, добавляют игроки нефтегазового сектора, одним из основных принципов рынка должна быть конкуренция. Когда сервисный бизнес является частью компании, его эффективность и качество работ могут снизиться. А конкуренция вынуждает независимые сервисные предприятия постоянно повышать качество работ и поддерживает в них готовность

снижать ставки. При этом нефтекомпаниям не приходится платить за содержание мощностей, а надежные условия и гарантию выполнения работ могут обеспечить долгосрочные контракты.

Руководствуясь этими соображениями, НК начали больше десяти лет назад распродавать свои нефтесервисные активы. Первым это сделал ЛУКОЙЛ, в 2004 году продав «ЛУКОЙЛ-Бурение» за \$130 млн бизнесмену Александру Джапаридзе, который создал на его базе EDC. В 2010 году решение о выводе из своего состава сервисного блока приняла «Газпром нефть» (сделка завершилась в 2011 году). Следом за ней в 2012–2013 годах свой нефтесервис вместе с другими непрофильными активами продала «Башнефть» (именно эти активы сейчас развивает АФК «Система»). При этом «Башнефть» продолжает пользоваться услугами «Таргина» на рыночных условиях, в том числе по долгосрочным договорам. Как пояснили в компании, в ее составе осталась только «неотъемлемый сервис» и менять эту систему компания не видит смысла. В «Газпром нефть» придерживаются той же позиции. Как говорил в конце прошлого года ее глава Александр Дюков, компания «в целом не готова инвестировать в нефтесервисный бизнес». Он уточнил, что речь может идти только о вложениях в высокотехнологичные компании.

В то же время на рынок в качестве владельцев нефтесервиса могут войти портфельные инвесторы.

Например, в начале февраля Федеральная антимонопольная служба разрешила Газпромбанку приобрести 40% голосующих акций нефтесервисной компании «Инвестгеосервис». Она осуществляет полный цикл строительства нефтяных и газовых скважин любой сложности, конструкции и назначения (поисковых, разведочных, эксплуатационных), в том числе скважин с большим отходом от вертикали и многоствольных скважин. Основными заказчиками компании являются «Газпром нефть», НОВАТЭК и «Роснефть». Как отмечают источники, финансовые организации и фонды, а также крупные компании могут войти в капитал сервисных предприятий в критической ситуации. Например, когда речь будет идти о банкротстве.

Эксперты отмечают, что нынешняя структура рынка более эффективна, чем та, в которой каждая компания имела свой нефтесервис, работавший только на ее проектах. Но, говорят они, важно сбалансировать интересы обеих сторон. По мнению Алексея Кокина из «Уралсиба», если нефтяники будут пытаться максимально снизить цены на услуги подрядчиков, это может поставить подрядчиков на грань выживания, и они не смогут обновлять парк буровых. Со временем это может привести к дефициту оборудования и росту цен. В то же время резкий рост цен на подряды может снизить объем заказов со стороны НК.

Ольга Мордюшенко