

НГ

Тематическое приложение к газете **Коммерсантъ**

Нефть и газ

Среда 18 ноября 2015 №212 (5722 с момента возобновления издания)

kommersant.ru

18 | Первый отечественный арктический морской проект «Приразломный» вышел на промышленные объемы. В текущем году ожидается удвоение добычи нефти

20 | Когда добыча нефти в России упадет на 30%. И что будет с нами

20 | Пересмотр национальной Энерго-стратегии в сторону понижения. Стране не нужно столько энергии

Ожидавшегося прорыва в отношениях России и Китая в нефтегазовой сфере пока так и не происходит. Государственные компании КНР не спешат входить в российские проекты импортозамещения в качестве акционеров. Не сбываются и прогнозы получения из КНР финансирования и высоких технологий для нужд отечественных производителей.

Китайский нефтяной пузырь

— альтернатива —

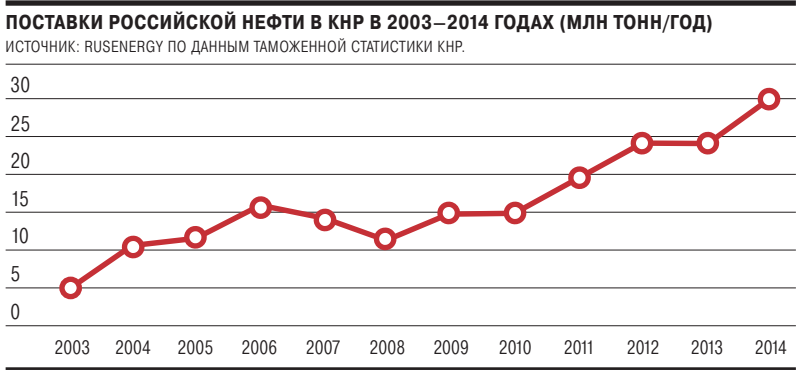
Лист ожиданий

Низкие цены на нефть и западные санкции вынуждают российские госкомпании рассматривать страны Азии как замещающий источник поддержки нефтегазовой отрасли, развитие которой в последние годы во многом опиралось на зарубежный технологический и финансовый потенциал. Наибольшие надежды связываются с Китаем, накопившим огромные финансовые резервы и технологический задел в сфере производства нефтегазового оборудования и предоставления сервисных услуг. Но готовность компаний КНР поддерживать российскую нефтегазовую отрасль не следует переоценивать. Более того, не ясно, готовы ли на самом деле Китай импортировать постоянно растущие объемы углеводородов. По данным издания Petroleum Economist, в течение последних месяцев китайские национальные компании «отчаянно пытаются изменить ранее заключенные соглашения о поставках СПГ», ссылаясь на резкое снижение темпов роста спроса на продукт на внутреннем рынке.

В связи с этим любопытно проанализировать сделки, заключенные компаниями РФ и КНР.

Доля первого

Начиная с 2006 года российские госкомпании (в основном «Роснефть») заключили не менее десяти соглашений и протоколов о намерениях с китайскими коллегами по реали-



зации совместных проектов, не считая соглашений о долгосрочной поставке нефти и газа.

Из указанных проектов успешно реализуемым можно признать лишь совместную эксплуатацию месторождений «Удмуртнефти». Напомним, что в июне 2006 года ТНК-ВР приняла решение о продаже своего дочернего подразделения, ведущего добычу в Удмуртии. «Роснефть» была заинтересована в предприятии, но не располагала нужной для этого суммой.

Но Sinopec накануне тендера предоставила «Роснефти» опцион на выкуп 51% в предприятии, оплачивать который российская компания имела возможность из будущих прибылей «Удмуртнефти». Политические барьеры на пути китайской компании были сняты.

Sinopec признали победителем конкурса. «Роснефть» реализовала опцион на покупку контрольной доли. С тех пор «Удмуртнефть» принадлежит «Роснефти» (51%) и Sinopec (49%). Компания владеет 58 лицензи-

ями на разработку 26 месторождений, а также на геологическое изучение участков и добывает около 6,5 млн тонн нефти в год.

В настоящее время «Удмуртнефть» — единственный совместный проект России и Китая в сфере разведки и добычи, находящийся на стадии производства нефти и газа. Ряд других не вышел из стадии разведки, а большинство так и осталось на этапе переговоров. С 2006 года действует ООО «Восток Энерджи», в котором 51% принадлежит «Роснефти» и 49% — CNPC. В августе 2007-го СП в ходе тендера выиграло право на разведку и разработку двух участков в Иркутской области: Верхне-Черского и Западно-Чонского. С тех пор известий о достигнутых успехах не поступало. Но судя по тому, что в лицензионные соглашения по обоим участкам четыре раза вносились изменения (в 2008, 2011, 2013 и 2014 годах), можно судить, что график выполнения поисково-оценочных работ выполняется со значительными задержками.

Лимит будущего

— запасы —

По данным Роснедр, нефтяных запасов при ежегодной добыче на уровне в 500 млн тонн России хватит на 20–25 лет. Однако на уровне отдельно взятых нынешних игроков нефтегазового рынка картина не столь очевидна. У каждой компании свои подходы, свое будущее и возможно свой отпущенный срок жизни.

● Сегодня на долю РФ приходится около 14% мировой нефтедобычи. С мая 2015 года мы вышли на первое место в мире по добычи нефти, обогнав Саудовскую Аравию. Однако по запасам нефти у нас лишь восьмое место — около 5% мирового объема.

Новые разведанные

Российские нефтегазоносные провинции крайне неравномерно изучены. Старые нефтегазодобывающие регионы, такие как Волго-Уральская НГП, с высокой степенью разведанности начальных суммарных ресурсов имеют самые высокие показатели выработанности запасов. К регионам, обладающим значительным неосвоенным ресурсным по-

тенциалом, следует отнести Восточно-Сибирскую мегапровинцию и континентальный шельф страны, где показатель разведанности варьируется от 20% до 7% соответственно. По данным Роснедр, разведанность начальных суммарных ресурсов главного нефтегазодобывающего региона страны — Западно-Сибирской НГП — незначительно превышает 50%. Несмотря на значительную выработанность запасов, в Западной Сибири есть что разведывать и осваивать. Страна располагает ресурсами нетрадиционных видов углеводородного сырья, значительно превышающими объемы разрабатываемых в настоящее время месторождений нефти и газа. Практическое освоение этих ресурсов в большинстве случаев затруднено в связи с малой изученностью, отсутствием апробированных методик подсчета запасов и ресурсов, а также технологий добычи, низкой конкурентоспособностью по сравнению с традиционными углеводородными ресурсами. Экономически оправданы разведка и освоение таких запасов в старых нефтедобывающих районах: Татарстане, Башкирии, Пермском крае, Саратовской и Оренбургской областях.

Действительно, у России есть большой потенциал поддержания добычи нефти на нынешнем уровне. Но у каждой компании свои подходы к этому.

Лицензия на богатство

К концу прошлого года лицензионный фонд компании «Роснефть» насчитывал 858 лицензий, из которых 50 были предоставлены на шельфовые участки. По итогам 2015 года «Роснефть» пробурила 100 поисково-разведочных скважин с успешностью 80%, открыла 5 новых месторождений (2 из них на шельфе) и 64 новых залежи. Поисково-разведочное бурение составило 223 тыс. м. Основные направления прироста запасов: Западная Сибирь — 186,5 млн тонн нефти и 72,2 млрд куб. м газа, здесь на юге Тюменской области открыто Таврическое месторождение; Восточная Сибирь — 49 млн тонн нефти и 43,6 млрд куб. м газа. «Роснефть» готовит к вводу в разработку три нефтяных месторождения — Сузунское, Тагульское и Лодочное, что вместе с разрабатываемым Ванкорским позволит сохранить производство нефти на севере Красноярского края на уровне 35–40 млн тонн.

КОНЕЦ НЕФТЯНОЙ ЭПОХИ?

Резкое падение цен на нефть в 2014 году многие эксперты сочли событием знаковым. Для некоторых из них это сигнал о приближающемся конце целой эпохи, о том, что в ближайшие десятилетия нефть может перестать быть главным энергоносителем мира. Есть ли основания для таких прогнозов?

В 1956 году геофизик Кинг Хабберт сформулировал теорию пика нефти. Согласно этой теории, рано или поздно извлекаемые запасы будут исчерпаны, добыча нефти достигнет пика, а затем пойдет на спад и мир столкнется с дефицитом этого сырья. В последние десятилетия много говорилось о приближающемся пике запасов и добычи. Но рост мировой добычи быстрыми темпами, во многом приведший к прошлогоднему падению цен на нефть, вроде бы говорит о том, что до пика еще далеко. Нефтяная эпоха началась около 150 лет назад. Спрос на нефть тогда возник отчасти из-за дефицита

китового жира, который использовался в освещении. Вскоре нефть стала важнейшим источником сырья в таких сегментах, как электроэнергетика, транспорт, нефтехимия. Спрос на нее рос стремительно, подстегивая глобальный экономический рост и коррелируя с ним. С 1965 года по сегодняшний день мировой спрос на нефть вырос почти втрое. Но если в 1970-х нефть обеспечивала около 50% всего мирового спроса на энергоресурсы, то с тех пор эта доля неуклонно падает. Сегодня она составляет около 30%. С 1980-х спрос на энергоресурсы в целом рос в среднем более чем на 2% в год, а на нефть — всего на 1% в год. В основном это происходит из-за сокращения потребления нефти как сырья для выработки электроэнергии. Значительную часть спроса на нефть обеспечивает нефтехимия. Но доля этой отрасли в мировом потреблении нефти относительно небольшая (5–10%), и в ней тоже произошли существенные сдвиги.

ТЕХНОЛОГИИ ЛИДЕРСТВА

«Газпром нефть» — лидер нефтегазовой отрасли по доле высокотехнологичных скважин по итогам 2014 года. Из 772 скважин 40% пришлось на долю высокотехнологичных, что является рекордным показателем для отрасли.

* По данным отчетности компании за 2014 год.

РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧЕСКИ
ОБОСНОВАННЫХ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ
ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
ПОВЫШАЮЩИХ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ
НЕФТИ

ЦЕНТРЫ КОМПЕТЕНЦИЙ
И СИСТЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ЗНАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ

68% нефтенасыщенность
пласта

ГАЗПРОМ НЕФТЬ 20 ЛЕТ

WWW.GAZPROM-NEFT.RU

Реклама

нефть и газ практика

«Добыча на Приразломном будет расти»

Второй год на шельфе Печорского моря ведется добыча нефти в рамках первого отечественного морского проекта по освоению ресурсов Арктики. Для **Геннадия Любина**, генерального директора компании «Газпром нефть шельф», ведущего разработку Приразломного месторождения, главный итог прошедших двух лет в том, что добыча нефти в Арктике может быть безопасной.

— прорыв —

— В декабре 2013 года ООО «Газпром нефть шельф» начало разработку Приразломного месторождения с помощью морской ледостойкой стационарной платформы. Ваша оценка первых итогов проекта? — Нам удалось приступить к добыче сырья в промышленных объемах. В октябре разгрузили в Роттердаме уже 13-й по счету танкер с российской арктической нефтью сорта ARCO. Проект вышел на стадию промышленной добычи еще в 2014 году, когда на Приразломном было добыто 300 тыс. тонн нефти. В текущем году планируется увеличить добычу более чем в два раза. По мере бурения новых скважин будет расти и добыча, которая после 2020 года достигнет уровня порядка 5 млн тонн. В целом на сегодняшний день разработка Приразломного месторождения позволила нам приобрести уникальный, не имеющий аналогов в России опыт освоения арктического шельфа. Действия по отгрузке нефти с платформы на танкеры были доведены до автоматизма, а наши чепельные танкеры «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров» продемонстрировали свою надежность при работе в экстремальных условиях Арктики.

Мы не в теории, а на практике доказали, что добыча нефти в таком чувствительном к экологическим вопросам регионе, как Арктика, может быть безопасной. Наверное, даже этот момент, а не общее количество отгруженной нефти и могу назвать нашим главным достижением. С каждым годом добыча на Приразломном будет расти, но вопросы промышленной безопасности и сохранения окружающей среды всегда останутся для нас на первом месте.

Таким образом, суммарный объем извлекаемых углеводородов Приразломного (по категориям C1 + C2) вырос более чем на 13%, до 82 млн тонн. Каждая новая скважина для нас это возможность получить дополнительные данные о геологическом строении месторождения, и мы активно пользуемся этими возможностями.

По состоянию на начало года накопленные инвестиции в проект составили порядка 126 млрд руб. В ближайшие годы на месторождении будет вестись планомерное наращивание объемов добычи нефти, а общий объем инвестиций мы собираемся сохранить на одном уровне — порядка 10 млрд руб. в год. Именно столько, к слову, составил общий объем инвестиций в разработку Приразломного в 2014 году.

— Влияние санкций ошутимо?

— Определенные сложности санкции создают, удлиняют сроки отдельных этапов проекта. Есть единичные случаи отказа от поставок некритичных видов оборудования и комплектующих, во всех случаях нам удается найти альтернативу. При необходимости мы имеем возможность



Геннадий Любин доказал, что добыча нефти в Арктике может быть безопасной

планомерно переходить на аналоги отечественного или азиатского производства, точно решая вопросы с поставкой ЗИП — не в последнюю очередь это происходит благодаря заблаговременно начатой до санкций программе импортозамещения. Аналогичная ситуация складывается в сфере нефтесервисных услуг: соответствующие работы для компании «Газпром нефть шельф» сегодня выполняют отечественные подрядчики, и мы полностью удовлетворены уровнем предоставляемых ими услуг.

— Какие работы запланированы на ближайшее время?

— Бурение всех скважин проходит в соответствии с графиком развития проекта. В 2014 году была пробурена добывающая скважина и начато бурение поглощающей. В текущем году мы пробурили и ввели в эксплуатацию вторую добывающую, а также нагнетательную скважины, чуть позже введем в строй поглощающую и еще одну добывающую. В общей сложности проектом предусмотрен ввод в эксплуатацию 36 скважин, в том числе 19 добывающих, 16 нагнетательных и одной поглощающей. Все скважины на МЛСП «Приразломная» бурятся методом наклонно-направленного бурения, их протяженность составляет от 4 тыс. до 8 тыс. м.

— Какая команда занята в проекте «Приразломное»?

— На сегодняшний день команда проекта состоит из примерно 700 человек. Что касается непосредственно платформы, то на ней в вахтовом режиме ежедневно работает более 200 человек персонала со сменой вахт через каждые 30 дней.

— Как вы могли бы прокомментировать мнение ряда специалистов, которые высказывали опасения в отношении возможных подвижек грунта под «Приразломной»?

— Платформа надежно удерживается на дне моря за счет своего гравитационного веса, превышающего 500 тыс. тонн, и после установки фактически стала искусствен-

ным островом. Ее гравитационная устойчивость и защита от подмыва грунта обеспечиваются также щебенкаменной бермой (ее объем — свыше 45 тыс. куб. м), отсыпанной по периметру днища платформы. Надеюсь, эти цифры дают представление о том, что мы изначально закладывали в проект максимально возможную безопасность. Для контроля над геодинамическими процессами на платформе создана система мониторинга, которая позволяет вести регулярные наблюдения. На данный момент никаких геодинамических процессов не зафиксировано. Устойчивость платформы и состояние грунтов под ней опасений не вызывают.

— А как в случае разлива будут действовать механизмы ликвидации и возмещения возможного ущерба?

— С учетом конструктивных особенностей самой платформы и используемых систем возможность возникновения аварийных ситуаций крайне мала. Тем не менее вокруг платформы постоянно несут дежурство два судна, на которых установлено нефтесборное оборудование последнего поколения для работы в том числе в зимних условиях. Разработанный нами план ликвидации разливов нефти основывается на принципе ликвидации разлива в максимально сжатые сроки. Именно поэтому на несущих дежурство судах находится более 1,5 тыс. м бонусов высотой 2 м для ограждения пятна нефти. Использование бонусов, намотанных на катушку хранения, позволит быстро и легко провести их развертывание с учетом наличия ветра и течений. Кроме того, на берегу в районе Варандей размещено оборудование для ликвидации разливов нефти, которое позволяет защитить береговую линию.

— Каков объем льгот, действующих в отношении Приразломного?

— Разработка месторождения подпадает под такие льготы, как освобождение от транспортного налога и налога на имущество, расположенного на континентальном шельфе за пределами территории РФ. Кроме того, для Приразломного применяется так называемый шельфовый режим, предусмотренный для новых морских месторождений. Снижение налогового бремени позволяет рентабельно добывать нефть на шельфе и платить налоги. В частности, в 2014 году на «Приразломной» было получено 300 тыс. тонн нефти, а в бюджеты разных уровней заплачено 1 млрд руб. налогов. К 2022 году, когда добыча достигнет отметки около 5 млн тонн нефти в год, мы оцениваем поступления от проекта в бюджет в 40 млрд руб. ежегодно. В целом же за весь срок реализации проекта государство получит от него в виде налогов около 650 млрд руб. Существующий налоговый режим позволит нам окупить затраты на проект к 2020 году. Нужно понимать: специальный налоговый режим, установленный для шельфовых проектов, — это не столько поддержка отдельных компаний, сколько инвестиции в будущее.

— Ваша оценка экономической эффективности разработки нефтегазовых ресурсов в Арктике?

— Освоением арктического шельфа наша страна занимается не один десяток лет: еще в 1970–1980-х годах было доказано, что почти 70% ресурсов всего шельфа бывшего СССР сосредоточены в арктических морях. Поэтому хоть и не люблю громких слов, но сегодня развитие Арктического региона можно с полным основанием назвать важнейшей стратегической задачей России. И лично мне очень приятно, что проект «Приразломное», который дал стране первую арктическую нефть, становится уникальным центром шельфовых компетенций. Уверен, накопленный нами кадровый потенциал, а также опыт проектного управления будут обязательно использованы при разработке арктического шельфа России в дальнейшем.

Беседовала Мария Кутузова

ТОМСКИЙ РЕЙД

За последний год Россия добила заметного сближения с Индией в нефтегазовой сфере. В июле «Роснефть» подписала контракт на поставку в Индию 100 млн тонн нефти в течение десяти лет и рассматривает возможность приобретения 49% акций крупной индийской перерабатывающей и сбытовой компании Essar. В начале года «Газпром» договорился об экспорте в Индию ежегодно до 2,9 млн тонн сжиженного газа, производимого в рамках проекта «Ямал СПГ». Государственная индийская компания ONGC принимает участие в крупном проекте «Сахалин-1», а ее дочернее предприятие Imperial Oil ведет добычу нефти в Томской области. ПУНДИ ШРИНИВАСАН РАГХАВАН, чрезвычайный и полномочный посол Индии в России, лично проинспектировал работу индийских нефтяников в России.



ПОСОЛ ИНДИИ В МОСКВЕ

— Ваши впечатления от поездки в Томск?

— Да, не так давно я совершил визит в Томскую область, где трудится Imperial Oil. Мне удалось увидеть впечатляющие результаты их деятельности, познакомиться с технологиями, которые они применяют для добычи как традиционной, так и трудноизвлекаемой нефти.

— Как в целом настроены индийские нефтяники?

— Возьмем, например, инвестиции ONGC в проект «Сахалин-1»: хотел бы сообщить, что это самый прибыльный проект компании за пределами Индии! Номер один во всем мире! Согласитесь, этот факт говорит о многом. Также весьма важно то, что взаимодействие двух стран в нефтегазовой сфере находит поддержку со стороны наших политических лидеров. Они имеют возможность обсуждать ход сотрудничества на регулярной основе в различных форматах. Последняя такая встреча произошла в Уфе, где проходили саммиты БРИКС и ШОС.

Наличие политической поддержки сказывается и на настроении самих нефтяников. Так, ONGC установила весьма тесные отношения с «Роснефтью» и «Газпромом». Возникающие проблемы, как правило, решаются быстро и конструктивно. Да, остаются вопросы более тонкой налоговой настройки сложных проектов, но и они, я надеюсь, со временем найдут свое решение.

— Западные поставщики сокращают свое присутствие на рынке России. Каков будет ответ индийских нефтяников?

— Исторически сложилось так, что российская нефтегазовая отрасль развивала отношения с европейскими и в меньшей степени американскими поставщиками оборудования. Наши компании продавали весьма значительную работу по усовершенствованию технологий и в настоящее время выполняют поставки современного нефтегазового оборудования во многие страны мира. Особенно это касается технологических решений для нефтепереработки и нефтехимии.

— На каких производителях оборудования следовало бы обратить внимание российским нефтяникам, на ваш взгляд?

— Почти все производители оборудования в Индии — это частные компании. Среди них есть крупные и мелкие, но все они весьма динамичные, так как выросли в жесткой конкурентной среде, опираясь на самые передовые технологии, существующие в мире. Эти компании готовы предложить свой сервис российским нефтяникам и лишь ждут сигнала о том, что такие услуги могут быть востребованы.

Нынешняя ситуация представляется мне взаимовыгодной.

Индийские компании готовы инвестировать в добычу углеводородов в России. Российские производители могут быть заинтересованы в технологической кооперации с компаниями Индии. Таким образом, есть все основания для создания энергетического альянса двух крупных государств со значительным потенциалом развития.

Записали Юрий Когтев, Дебасмита Моули, RusEnergy

Китайский нефтяной пузырь

— альтернатива —

СП должно было, согласно первоначальным условиям лицензии, к 2012 году пробурить на Верхнеинчерском пять поисково-оценочных скважин, на Западно-Чонском участке — четыре поисково-оценочные скважины. Этот пункт обязательств полностью не выполнен. Первая пробуренная скважина в 2010 году на Западно-Чонском не принесла положительных результатов, после чего партнеры, очевидно, решили взять паузу для переоценки перспектив блоков.

По данным источников RusEnergy в Иркутской области, лишь в 2013–2014 годах «Восток Энерджи» активизировало поисково-оценочное бурение. А в первой половине августа нынешнего года совет директоров «Роснефти» одобрил предоставление «Восток Энерджи» займа в размере 112,9 млн руб. (\$18 млн на момент принятия решения).

Ранее «Роснефть» неоднократно заявляла, что финансирование геологоразведки в совместных проектах осуществляется за счет зарубежных партнеров, но в случае с китайцами раскошелиться пришлось российской компании.

Скромные запасы

Еще один совместный проект, развивающийся небыстро, — разведка Венинского блока на шельфе Сахалина. В марте 2007 года «Роснефть» и Sinopec заключили акционерное и операционное соглашение о совместной деятельности по разведке и освоению блока, включенного в проект «Сахалин-3». Доли участия сторон: «Роснефть» — 74,9%, Sinopec — 25,1%. Оператор проекта и владелец геологической лицензии — ООО «Венинефть».

В 2003–2010 годах партнеры выполнили сейсморазведку, пробурили четыре поисково-оценочные скважины. По итогам бурения было открыто Северо-Венинское газоконденсатное месторождение с запасами по категориям C1 + C2 в объеме 49,02 млрд куб. м газа и 1,21 млн тонн конденсата. Компаниям потребовалось три года, чтобы оценить коммерческие перспективы разработки месторождения, ввиду его скромных запасов.

В мае 2014 года правительство РФ передало компании «Венинефть» право пользования участком недр, охватывающим Северо-Венинское месторождение. Размер разового платежа был определен в 87,2 млн руб. (около \$3 млн по курсу на момент решения). Теперь компании «Венинефть» предстоит разработать обоснование для инвестиций и начать проектные работы с целью освоения месторождения. Но скорых результатов ожидать не приходится, учитывая низкие цены на нефть и общую экономическую ситуацию в двух странах.

Не сошлись в цене

Еще один пример осторожного подхода к российским проектам, который демонстрирует Китай, — переговоры по Среднеботуобинскому. В октябре 2013 года «Роснефть» и CNPC подписали меморандум о расширении сотрудничества в области разведки и добычи в Восточной Сибири, в котором выразили интерес к совместному освоению Среднеботуобинского месторождения в Якутии.

Добыча на месторождении началась в октябре 2013 года, от него построен отвод к нефтепроводу ВСТО. Запасы месторождения составляют 134 млн тонн нефти и газового кон-

денсата (C1 + C2) и более 155 млрд кубометров газа. Сделку планировалось закрыть до конца 2014 года. Но стороны не смогли договориться о ее параметрах. Как констатировал представитель CNPC в ноябре 2014 года, «расхождение в цене слишком велико».

В связи с этим переговоры с CNPC о создании СП на базе Среднеботуобинского приостановлены. В июне нынешнего года 20% в операторе месторождения компании «Таас-Юрх» Нефтегазодобыча» приобрела BP. Еще 10% может купить базирующаяся в Великобритании Skyland Petroleum Group, которую финансируют, по данным Bloomberg, частные китайские инвесторы, но все это лишь очередной меморандум. Не закончился заключением соглашения и переговоры о продаже CNPC 10% в Ванкорском проекте. И в этом случае стороны не сумели согласовать условия продажи из-за разногласий по поводу цены. Более того, источники в отрасли говорят о том, что предоставление долгосрочного финансирования, на которое рассчитывала «Роснефть» при заключении соглашения о продаже, оказалось невозможным из-за западных санкций. Сейчас «Роснефть» ведет переговоры по Ванкору с индийскими компаниями.

Бумажный проект

Исходя из приведенных примеров, несложно предсказать нелегкую судьбу еще одному совместному российско-китайскому проекту. В марте 2013 года «Роснефть» и CNPC подписали рамочное соглашение, предусматривающее изучение Западно-Приновоземельского участка в Баренцевом море и Южно-Русского и Медынского-Варандейского участков — в Печорском. С 2006 года тянутся переговоры об участии «Роснефти» в проекте строительства Тяньцзиньского НПЗ. Российская компания гарантировала поставки в Китай на переработку 9 млн тонн нефти в год. Тем не менее до принятия инвестиционного решения еще далеко: стороны рассчитывают достичь его в марте 2016 года. Еще сложнее убедить китайцев войти в проект строительства Восточного нефтехимического комбината (ВНХК), для которого отведена площадка в Находке. В феврале 2014-го «Роснефть» предложила CNPC приобрести до 30% в этом проекте. Однако колоссальная стоимость проекта (предварительно он оценивался в 1,28 трлн руб., что составляло \$38 млрд до обвала курса рубля) не способствовала продвижению переговоров.

В начале сентября «Роснефть» подписала с ChemChina Petrochemical

Corporation меморандум о вхождении китайской компании в проект ВНХК, а также соглашение об основных условиях приобретения «Роснефтью» 30% ChemChina. Согласно этим документам, ChemChina профинансирует строительство предприятия и получит над ним контроль, если «Роснефть» к моменту завершения строительства не сумеет выкупить НХК по рыночной цене.

Будут ли на основе этих документов подписаны коммерческие контракты, говорить сложно, так как «Роснефть» еще нужно найти деньги на приобретение доли в ChemChina, а ChemChina — на строительство ВНХК. Предложение на азиатском рынке нефтехимии имеет тенденцию к быстрому росту. Возможно, по этой причине «Роснефть» создает для ChemChina дополнительные стимулы в виде возможности участия в освоении Русского и Юрубчено-Тохомского нефтяных месторождений.

По Шелковому пути

Осторожность китайских банков в отношении финансирования проектов в России может негативно сказаться на еще одном проекте, который, в отличие от большинства местных начинаний «Роснефти», вошел в фазу активной реализации. Акционеры «Ямал СПГ» НОВАТЭК (60%), Total (20%) и CNPC (20%) уже вложили в строительство завода СПГ и освоение Южно-Тамбейского месторождения на полуострове Ямал более \$10 млрд. Однако общая стоимость проекта — \$27 млрд — предполагает привлечение крупного кредита из внешних источников.

В качестве основного источника акционеры рассматривали китайские банки, так как западные кредитные учреждения отказали в предоставлении финансирования. В июне и ноябре минувшего года Геннадий Тимченко, один из главных акционеров НОВАТЭКа, с уверенностью заявлял, что вопрос о привлечении крупного китайского кредита будет решен в ближайшее время. Но все намеченные сроки прошли, а объявления о поступлении денег из КНР пока не последовало. Между тем в конце июля акционерам «Ямал СПГ» пришлось выдать гарантии в пользу Минфина

по обязательствам СП в связи с выпуском облигаций на 150 млрд руб., с помощью которых компания привлекает средства российских налогоплательщиков из Фонда национального благосостояния. Без предоставления обязательств «Ямал СПГ» не смог бы получить второй транш из ФНБ в размере 75 млрд руб., необходимый для продолжения проекта. В начале сентября НОВАТЭК подписал рамочное соглашение с Китайским фондом Шелкового пути о продаже 9% акций «Ямал СПГ», но обсуждение таких сделок длится долго и далеко не всегда заканчивается успешно. Представители российской стороны вновь заявляют, что переговоры о привлечении финансирования для «Ямал СПГ» — на этот раз при участии российских госбанков — находятся в завершающей стадии, но такие же заявления делались и в прошлом году.

Тактика торговли

Судя по истории отношений двух стран, китайские государственные компании охотно заключают контракты на поставку нефти и газа и даже предоставляют финансирование для строительства нефтепроводов, но, как правило, не спешат вкладываться в разведку и добычу углеводородов в России. Исходя из тактических соображений, они идут на встречу российским партнерам и подписывают протоколы о намерениях по любым, в том числе самым амбициозным, проектам, но затем переводят их в стадию вялотекущих переговоров.

Российским госкомпаниям такая политика выгодна, так как она позволяет создавать благоприятный новостной фон и отчитываться перед руководством страны и общественностью в своих достижениях на пути модернизации отечественной экономики. Если западные инвесторы были готовы принимать на себя риски и затраты, связанные с поиском запасов и освоением новых месторождений, то китайские госкомпании предпочитают получать готовую продукцию, а если покупают долю в компании, то такой стабильной и безрисковой, как «Удмуртнефть». Не будем забывать об этом, ожидая найти в Китае альтернативу западным инвесторам.

Юрий Когтев, RusEnergy

нефть и газтенденции

Лимит будущего

— запасы —

Приоритетной для «Роснефти» объявлена разведка в Арктике. Уже первые геологоразведочные проекты, выполненные в российской части Арктики, позволили компании утверждать, что нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов российского арктического шельфа сравним с потенциалом крупнейших нефтегазоносных регионов мира.

Межрегиональный поиск

Одним из традиционных лидеров по объемам поискового и разведочного бурения в стране является «Сургутнефтегаз». Сейчас компания сделала упор на разведку и разработку оставшихся ресурсов в традиционном регионе своей работы — Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, приступив к реализации уникальных программ по разработке трудноизвлекаемых ресурсов баженовской свиты. Не так давно руководство «Сургутнефтегаза» объявило, что новым добывающим кластером в Западной Сибири должна стать группа месторождений в Уватском районе на юге Тюменской области и в прилегающих районах ХМАО, где у компании 12 лицензионных участков, на которых сосредоточено 7 месторождений с извлекаемыми запасами нефти С1 и С2 40 млн тонн. По словам геологов компании, здесь было обнаружено еще несколько месторождений с запасами по этим категориям 60 млн тонн.

Но «Сургутнефтегаз» давно перестал быть монорегиональной компанией, ориентированной лишь на один центр нефтедобычи — Западно-Сибирь. ВИНК наращивает разведку и разработку ресурсов в Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской провинциях. В прошлом году на Восточную Сибирь пришлось 23,6% общего объема разведочного бурения, которое велось на участках в Республике Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярском крае. В целом в прошлом году компания открыла 2 месторождения и 32 новые нефтяные залежи. Поисково-разведочное бурение достигло 202,8 т. м при показателе успешности 70%. Прирост извлекаемых запасов нефти по категории С1 составил 76,8 млн тонн.

Новые залежи

ЛУКОЙЛ ведет поиск и разведку углеводородного сырья в 14 регионах России и на шельфе Каспийского, Балтийского и Азовского морей. На Западную Сибирь и Большесетскую впадину на территории ЯНАО приходится больше половины доказанных запасов углеводородов ВИНК, тогда как на международные проекты — около 10%. Прошлый год стал одним из самых успешных для геологоразведки компании: было открыто 14 месторождений и 38 новых залежей, а инвестиции, направленные на геологоразведочные работы (ГРП), составили 31,7 млрд руб. Разведанные запасы могут в перспективе компенсировать снижение добычи углеводородного сырья. Среди основных направлений геологоразведки: Импилорско-Источный лицензионный участок в Западной Сибири, Денисовская впадина в Тимано-Печоре, Центрально-Каспийский участок и Ракушечное месторождение на Каспии, а также Самарская и Ульяновская области.

С 2005 года ЛУКОЙЛом в Западной Сибири при доразведке уже открытых месторождений открыты 72



Первый нефтяной российский проект на арктическом шельфе «Приразломный» уже рентабелен даже при \$50–60 за баррель. Несколько поколений отечественных геологов проводили успешную разведку в Арктике, чтобы такой проект состоялся

новые залежи (30% общего количества открытых запасов), в Предуралье и Поволжье было открыто 30 месторождений (48%). Что немаловажно, срок ввода этих запасов в разработку составляет от года до трех лет благодаря наличию развитой инфраструктуры.

Но самые крупные открытия за последние десять лет были сделаны ЛУКОЙЛом в новых нефтегазоносных провинциях в Тимано-Печоре и в акватории Каспия. По словам руководства компании «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», строительство новых нефтедобывающих платформ для морских проектов на шельфе Балтийского моря должно начаться в 2017 году, а добыча — в 2021 году. Государство весной текущего года гарантировало получение лицензий на разработку полезных ископаемых при установлении факта открытия месторождений на участках в Балтийском море, право пользования недрами которых в целях геологического изучения было получено до введения в 2008 году ограничений доступа частных компаний к шельфу.

Взгляд за горизонт

«Газпром нефть» начинает активно осваивать нефтяные месторождения Ямала. В последние три года компания ежегодно инвестирует в геологоразведочные проекты 35–40 млрд руб. Целевой ориентир — ежегодное восполнение извлекаемых запасов промышленной категории, что во многом предопределяет активность доразведки в традиционных регионах, в том числе за счет ведения эксплуатационного бурения.

В России традиционными регионами, в которых «Газпром нефть» активно ведет геологоразведку, являются Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа, где сосредоточены основные добывающие активы компании. Север ЯНАО, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) и Красноярский край — здесь выполняются поисково-разведочные проекты, которые способны обеспечить подготовку ресурсной базы для добычи в среднесрочной перспективе. Кроме того, новым центром геологоразведки для ВИНК стала Оренбургская область благодаря приобретению там лицензионных участков, отмечают специалисты «Газпром нефти». В среднесрочной перспективе приоритетными направлениями ГРП останутся Восточная Сибирь, Оренбургская область и приарктическая часть ЯНАО. Чонская группа месторожде-

ний, Куомбинский кластер, Мессояхская группа — активы, для которых ВИНК сформировала и утвердила собственные комплексные программы изучения.

Хороший рост должны показать арктические проекты компании. На Приразломном «Газпром нефть» рассчитывает до конца года добыть 800 тыс. тонн (300 тыс. тонн в 2014 году), удвоить добычу в 2016 году, а в 2017-м добавить еще 1 млн тонн. Первый российский нефтяной проект на шельфе Арктики рентабелен при уровне цен \$50–60 за баррель, однако компания не собирается останавливать добычу и при более низкой цене нефти.

Арктический вектор

Освоение нефтегазовых ресурсов обширных арктических нефтегазоносных территорий (южные части Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов) ведется на протяжении длительного времени, обеспечивая большую часть производства газа в стране и значительную часть нефтедобычи. При этом очевидно, что разведка в арктических районах во многом не только предопределила добычу в российской арктической зоне до 2030 года, но и в перспективе компенсирует падение добычи в традиционных нефтегазовых районах.

На российском арктическом шельфе реализуется в настоящее время один пилотный добычный нефтяной проект — разработка Приразломного месторождения, кроме того, проводится доразведка Долгинского месторождения в Печорском море. «Для России освоение арктического шельфа — собственно континентального шельфа и территориального моря — может рассматриваться как источник углеводородного сырья лишь в долгосрочной перспективе: далеко за горизонтом 2030 года. Основной акцент здесь будет сделан на выявлении и разработке нефтяных месторождений, поскольку избыток газа на уже подготовленных месторождениях суши делает нецелесообразными инвестиции в ресурсы на шельфе при любом разумном уровне цен на сырье», — утверждает академик РАН Михаил Григорьев, директор ООО «Гекон», член научного совета Российской академии наук по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля. Эксперт полагает, что «геологоразведочные гравиматричные, сейсмические и схожие работы будут выполнены российскими организациями в срок и в объемах, предусмотренных лицензиями, а вот проведение поисково-оценочного бурения (широкомасштабного, как ранее предполагалось)» в Арктике будет отложено.

Мария Кутузова

ПОЛИГОНЫ ВНЕДРЕНИЯ

СЕРГЕЙ ДОНСКОЙ, министр природных ресурсов и экологии РФ, отмечает, что именно 2014 год, ставший рекордным по объемам финансирования геологоразведочных работ, позволил обеспечить в стране расширенное воспроизводство по многим видам полезных ископаемых. Но теперь еще острее встал вопрос привлечения в геологоразведку инвесторов, прежде всего частных.

● В целом за последнее десятилетие затраты компаний на проведение геологоразведки на нефть и газ поступательно увеличивались с 47,8 млрд руб. в 2004 году до 348 млрд руб. в 2014 году.

Простое воспроизводство цели

Несмотря на ожидаемое снижение инвестиций и физических объемов геологоразведочных работ в 2015 году, полученные от компаний данные говорят о выполнении плановых показателей. Прирост запасов категорий АВС1 + С2, по данным за первые девять месяцев 2015 года, составляет по нефти и конденсату 533 млн тонн, газу — 550 куб. м, углю — 716 млн тонн, рудному золоту — 350 тонн, алмазам — 11,16 млн карат, меди — 6 млн тонн. По итогам 2015 года мы ожидаем прироста запасов промышленных категорий АВС1 — 710 млн тонн нефти и конденсата и около 700 млрд куб. м газа, что несомненно превышает простое воспроизводство запасов, то есть уровень добычи. В то же время объем финансирования за счет средств федерального бюджета в 2015 году мы ожидаем прироста запасов промышленных категорий АВС1 — 710 млн тонн нефти и конденсата и около 700 млрд куб. м газа, что несомненно превышает простое воспроизводство запасов, то есть уровень добычи. В этих условиях мы прежде всего должны поддержать добычу там, где она ведется сегодня и характеризуется относительно низкой себестоимостью. При этом необходимо продолжить поиски в новых районах — там, где есть перспективы и возможность новых крупных открытий. Наша задача — удержать достигнутый уровень геологоразведки за счет замещения вышедших государственных средств частными капиталовложениями.

Заявительный принцип

Первый блок — снижение административных барьеров. В 2014 году мы отменили экспертизу проектной документации на бурение всех видов скважин — направлять на нее проекты и получать разрешение на ввод их в эксплуатацию теперь не нужно. Определен статус подготовных вод, их закачка в пласт больше не требует платы за негативное воздействие на окружающую среду. Внедрен заявительный принцип предоставления в пользование участков недр в целях геологического изучения. Это вызвало резкий рост числа заявок. Так, по твердым



полезным ископаемым за 2015 год представлено 215 участков недр, 285 заявок находится на рассмотрении.

Мы разработали законопроект, касающийся конкретизации условий лицензирования и проведения торгов, и внесли на рассмотрение в правительство. Работаем над возможностью неоднократного и более чем 20-процентного расширения границ лицензионного участка. Установлена возможность использования сервитута для сферы геологического изучения и разведки, тем самым исключена необходимость аренды.

В июне приняты поправки в закон «О недрах» о создании единого фонда геологической информации — государственной информационной системы, содержащей реестр первичной геологической информации о недрах и интерпретированной геологической информации о недрах. В результате фонд геологической информации станет основой для подготовки отраслевых документов стратегического планирования, позволит эффективнее вести государственный кадастр месторождений полезных ископаемых, государственный баланс запасов полезных ископаемых.

Внесенные изменения в законодательство о недрах создают условия для роста инвестиционной привлекательности недропользования и конкуренции на рынке. Будут защищены права правообладателя геологической информации.

В 2015 году мы начали системную работу по актуализации всех лицензий на пользование недрами, выданных с начала 1990-х, и планируем завершить ее до конца 2016 года. В рамках разовой актуализации лицензий мы планируем решить целый комплекс задач — закрепить четкие обязательства недропользователей в интересах развития минерально-сырьевой базы страны и снижения административных барьеров, обеспечить отращивание в лицензиях и проектных документах новых законодательных требований. По данным на конец октября, с начала текущего года актуализировано более 600 лицензий.

На повышение эффективности недропользования нацелено внедрение с 2016 года новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Льготный старт

Второй блок — экономическое стимулирование геологоразведки. В этом направлении нам удалось ввести льготы по налогу на добычу природных ископаемых для резидентов территорий опережающего развития, налоговые каникулы по НДС для Сибири и Дальнего Востока. Установлена возможность рассрочки стартовых платежей, чтобы деньги, которые недропользователь раньше должен был сразу отдать государству, шли на обустройство и скорейший ввод месторождения в эксплуатацию.

Мы завершаем разработку системы вычета расходов на геологоразведку из налоговой базы по налогу на прибыль. Предлагаем применить к этим расходам повышающий коэффициент — в три с половиной раза для Дальнего Востока и в два раза для остальной части страны. Это, несомненно, станет стимулом для инвестиций в геологоразведку.

Обязательство победить

И еще один важный блок — институциональный — развитие научно-производственной базы в сфере геологического изучения и разведки. В текущем году мы фактически завершили консолидацию предприятий, находящихся в государственной собственности и оказывающих сервисные услуги, под эгидой единого государственного холдинга «Росгеология». Работаем над тем, чтобы «Росгеология» стала центром компетенций и активным участником рынка услуг в сфере геологоразведки на стыке государственного и частного капиталов. Отдельно следует сказать об усилиях для интенсификации вовлечения в оборот трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В течение двух лет мы создали три полигона: в ХМАО, Томской области и Республике Татарстан, на которых будем отработывать технологии изучения и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Сейчас мы прорабатываем модель безбарьерного лицензирования, согласно которой компания получает участок недр, содержащий трудноизвлекаемые запасы нефти, по заявительному принципу. Единственное обязательство — через четыре года выйти на опытно-промышленную разработку либо выйти из проекта.

Считаем, что все перечисленные меры позволяют компенсировать негативные тренды, связанные с осложнением макроэкономической ситуации в стране, обеспечить рост инвестиций в геологоразведку, внедрение инноваций в технологии извлечения нефти и газа, сохранить высокий темп воспроизводства запасов и уровень добычи.

Записала Мария Кутузова

XIII Международный форум ГАЗ РОССИИ 2015

XIII international forum GAS OF RUSSIA 2015

Российское Газовое Общество

8 ДЕКАБРЯ 2015 ГОДА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Москва, Кутузовский проспект, д. 2/1
Гостиница «Рэдиссон Ройал, Москва»

Программа:

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ:

«Газовая отрасль России: тенденции, вызовы, перспективы развития»

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

- «Российский газ на Европейском рынке»
- «Российский газ на рынках АТР»
- «Развитие внутреннего рынка газа: цены, тарифы, платежная дисциплина, биржевая торговля, межтопливная конкуренция»

«Импортозамещение в нефтегазовой отрасли»

ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ:

«Стратегия развития 90% топлива на газовой отрасли. Ключевые вызовы»

Приглашаем к участию делегатов и партнеров

+7(495) 951-8435, e-mail: gr@gazo.ru

www.gazo.ru

реклама

БЕНЗИНОВЫЙ ФИЛЬТР

В октябре правительством было принято решение о переносе с 1 января 2016 года полного перехода топливного рынка на «Евро-5». Решение было вынужденным, в противном случае дефицит бензина на рынке в 2016 году мог составить от 1,8 млн до 3,8 млн тонн. Это неизбежно привело бы к росту цен на бензин.

С начала года бензин подорожал на 5,7%, дизельное топливо — на 1,4%. Однако сейчас, когда на российских НПЗ завершаются осенние ремонты, производство автобензинов и дизтоплива продолжает расти. Соответственно, цены на топливном рынке остаются сравнительно стабильными. По данным ЦДУ ТЭК, за последнюю октябрьскую неделю и начало ноября в России произведено 719 тыс. тонн автобензина, 635 тыс. тонн было отгружено на внутренний рынок. Дизтоплива было произведено 1223 тыс. тонн, 586 тыс. тонн поставлено на внутренний рынок. Эти показатели выпуска топлива соответствуют сентябрьскому уровню. Таким образом, рост производства моторных топлив означает тенденцию к увеличению объемов отгрузок на внутренний рынок. Что, в свою очередь, должно сдерживать рост цен на топливо.

Как считает эксперт компании «Делойт» Камилла Жалилова, «цена на топливо, традиционно считающаяся драйвером общей инфляции, в настоящий момент, наоборот, сдерживает, насколько это возможно, раскручивающийся маховик роста цен».

Однако в Минэнерго опасались, что ситуация на российском топливном рынке может сильно измениться в 2016 году, после полного перехода к обороту топлива класса «Евро-5». По его подсчетам, если перейти на «Евро-5», как и планировалось изначально, с 1 января следующего года, то дефицит бензина на рынке в 2016 году может составить от 1,8 млн до 3,8 млн тонн. И даже при оптимистичном прогнозе, при условии что в первом квартале следующего года будут введены производственные мощности еще на 2,8 млн тонн «Евро-5», получалось, что при максимальном потреблении дефицит может составить около 1 млн тонн. Чтобы избежать дефицита топлива, глава Минэнерго Александр Новак предлагал обязать компании поставлять на внутренний рынок не менее 90% произведенного ими топлива, а оборот «Евро-5» отсрочить еще на год.

Опасения нельзя назвать беспочвенными. Еще в мае нефтяные компании предупреждали Минэнерго о возможном сокращении производства бензинов по сравнению с запланированным ранее на 1,1 млн тонн (с 40,8 млн тонн до 39,7 млн тонн), а бензина «Евро-5» — на 2,7 млн тонн (с 35,3 млн тонн до 32,6 млн тонн). Такие изменения в планах стали следствием того, что ряд нефтекомпаний перенес сроки модернизации своих НПЗ. Напомним, согласно четырехсторонним соглашениям между нефтяными компаниями, ФАС, Ростехнадзором и Ространсдором, которые были подписаны в 2011 году, компании обязались модернизировать свои НПЗ для производства нефтепродуктов более высокого качества и увеличения объемов их выпуска. В числе проблемных заводов — принадлежащие «Роснефти» Куйбышевский, Туапсинский, Ангарский, Сызранский, Ачинский и Комсомольский НПЗ.

В итоге в октябре по результатам совещания у премьера Медведева правительством было принято компромиссное решение продлить срок оборота бензина класса «Евро-4» на полгода — до 1 июля 2016 года.

По оценкам Камиллы Жалиловой, причины вероятных задержек модернизации заводов кроются как в сокращении объемов инвестирования, связанном с ухудшением общей экономической ситуации, так и с обсуждением изменения параметров или даже отмены так называемого налогового маневра, направленного на повышение эффективности (и прибыльности) нефтепереработки, наконец, с дефицитом длинных денег.

Говоря о прогнозах топливного рынка в следующем году, можно предположить, что перенос сроков перехода на бензин «Евро-5» и требование правительства поставлять 90% топлива на газовой рынок несколько снизят вероятность резких ценовых колебаний на рынках.

Что касается сроков завершения модернизации нефтяными компаниями своих НПЗ, то, как считает управляющий редактор московского офиса Platts Надежда Родова, «проекты модернизации, которые находятся в продвинутой стадии, будут завершены, поскольку оборудование уже заказано и в основном оплачено», новые же проекты «могут быть отложены».

Константин Анохин

нефть и газ тенденции

«Лучших времен, похоже, не будет»

Павел Завальный, председатель комитета по энергетике Госдумы, президент Российского газового общества, объясняет мотивы срочного пересмотра в сторону понижения национальной Энергостратегии (до 2030 года), рассчитанной на другие темпы развития экономики нашей страны (до 5–7% в год). При нынешних темпах развития стране не нужно так много энергии.

— стратегия —

— Как продвигается обсуждение проекта Энергостратегии-2035?

— Публичное обсуждение проекта стратегии развития российской энергетики продолжается уже год, и комитет, и я лично активно в нем участвуем. Этой теме мы посвятили отдельное расширенное заседание комитета по энергетике с участием заместителя министра энергетики Российской Федерации Алексея Текслера, разработчиков документа, представителей отрасли, научных институтов и экспертного сообщества. За год, в течение которого идет работа над проектом ЭС-2035, он претерпел определенные изменения и в части анализа ситуации и прогнозов стал более проработанным и целостным, что радует. В то же время в части целеполагания и, главное, инструментов достижения целей он по-прежнему нуждается в совершенствовании.

Предыдущая российская Энергостратегия (до 2030 года) была рассчитана на другие темпы развития экономики нашей страны — до 5–7% в год. В документе оказались завышены требования и к добыче углеводородов, и к генерации электроэнергии. Кризисы 2009 года и нынешний не позволяют стране выйти на темпы экономического развития, которые планировались в Энергостратегии-2030, соответственно, нет и спроса на первичные энергоносители в таком объеме.

Новый проект Энергетической стратегии России до 2035 года написан в двух вариантах — исходя из консервативного и оптимистичного сценариев развития экономики. Прогноз разделен на два этапа: до 2020 года — с низкими темпами развития экономики — и после — с экономическим ростом порядка 4%. Такая этапность реализации Энергостратегии-2035 вызывает вопросы. По сути, до 2020 года предусмотрен этап реализации консервативных сценариев, сохранения статус-кво, после — этап развития, перехода к новым моделям сразу в нескольких отраслях. Разрыв между стратегическими целями и практическими решениями, принимаемыми на краткосрочную перспективу, — системная проблема в управлении экономической страны в целом. Мне кажется, в случае с энергетикой не стоит откладывать решение насущных проблем до лучших времен: их, похоже, не будет.

Важнейший вопрос, связанный с Энергостратегией, — топливно-энергетический баланс (ТЭБ). От сбалансированности структуры ТЭБа зависит энергобезопасность страны. В Европе, например, основные источники — нефть, газ, уголь, атом и ВИЭ — представлены в энергобалансе примерно в равных долях. Мы же сегодня имеем серьезнейший перекос топливно-энергетического баланса в пользу газа — 52%, в европейской части страны — более 70%, в производстве тепла — 80%.

С учетом опасности такого перекоса в Энергостратегии-2025 ставилась задача снижения доли газа (как мы знаем, реализовать ее не удалось). В Стратегии-2030 говорилось о ее «неувеличении» (эта цель также не достигнута). Системного анализа как не было, так и нет. Проект-2035 фактически признает статус-кво и даже предполагает увеличение доли газа до 55%, таким образом, снижается энергобезопасность страны, особенно в ее европейской части.

Топливоно-энергетический дисбаланс, ценовой диспаритет в пользу газа искусственно снижают спрос и цену угля на внутреннем рынке, делают угольную отрасль убыточной. Чрезмерный и экономически «неадекватный» спрос, опирающийся на заниженную оптовую регулируруемую цену газа на внутреннем рынке, несет серьезные риски и для самой газовой отрасли. Внешняя конъюнктура ухудшается. Соответственно, снижаются возможности перекрестного субсидирования продажи газа на внутреннем рынке за



счет экспорта. При этом себестоимость добычи газа растет по мере истощения гигантских месторождений Надым-Пур-Таза, газ новых районов также значительно дороже. В обозримом будущем мы получаем серьезный дисбаланс между потребностями в инвестициях для обеспечения такой доли газа в ТЭБе и недостаточностью внутренних и внешних источников средств.

— Какой, по вашему мнению, здесь может быть выход?

— Развитие межтопливной конкуренции, прежде всего газа с углем, а это невозможно без повышения предельных регулируемых оптовых цен на газ, причем увеличивать их сегодня надо в два раза. При этом с учетом специфики начисления НДС на газ основной эффект от этого получит государство в виде дополнительного дохода, часть которого можно будет направить на адресные субсидии потребителям газа, которые реально будут в этом нуждаться.

При этом не факт, что цена для потребителя также вырастет в два раза. Сегодня у нас сложились уникальные условия: есть конкуренция производителей газа, газовая биржа и, самое главное, превращение предложения над спросом. В этих условиях при увеличении регулируемых предельных оптовых цен в ходе биржевых торгов будет устанавливаться равновесная справедливая цена на газ в интересах как производителей, так и потребителей, механизмы межтопливной конкуренции начнут нормально работать. Это же позволит наконец начать переход газовой отрасли на рыночные механизмы ценообразования, что и является основной задачей формирования полноценного внутреннего рынка газа в России. Создание такого рынка, способного быть надежным источником развития для его участников, — требование времени. Это очень важная тема, и она станет одной из центральных на форуме «Газ России», который Российское газовое общество традиционно, уже в 13-й раз, проводит 8 декабря. «Газ России» — единственный форум, много лет собирающий профессионалов отрасли, представителей власти, отраслевых международных организаций, экспертного сообщества для обсуждения именно газовой повестки дня.

— Какие меры должно принять государство, чтобы обеспечить поддержание текущего уровня нефтедобычи на ближайшие 20 лет? В краткосрочной перспективе, ближайшие годы и период до 2035 года?

— Текущий уровень добычи нефти и конденсата в Российской Федерации на уровне выше 520 млн тонн был обеспечен значительными объемами инвестиций со стороны наших компаний и поддерживался высокими ценами на сырье на мировых рынках. Самый большой риск, который не отражен в новой Энергостратегии, заключается в ухудшении структуры запасов нефтяных месторождений. Стоимость извлечения каждого барреля углеводородного сырья будет с

каждым годом только возрастать. Этот риск усугубляют санкции, ограничивающие возможности применения целого ряда необходимых технологий и оборудования, а также финансовые санкции, не позволяющие привлекать внешние инвестиции в условиях дефицита внутренних источников.

Единственный способ преодоления этой проблемы помимо постоянной работы над снижением издержек и совершенствованием технологий — снижение удельной налоговой нагрузки на тонну добываемой нефти. Иллюзий здесь быть не должно. Необходимо стимулировать интенсификацию добычи нефти и освоения трудноизвлекаемых запасов. В противном случае уже в среднесрочной перспективе можно получить сокращение добычи и, как следствие, сжатие налоговой базы.

В этой ситуации важно активно развивать прогрессивные механизмы налогового стимулирования, улучшать экономику проекта таким образом, чтобы при снижении удельного налогообложения 1 тонны добытой нефти увеличивался общий объем добычи нефти, объем налоговых поступлений на все уровни бюджета. Соответствующий законопроект о переходе на налоговое обложение по финансовому результату внесен в Думу и должен быть принят если не до конца текущего, то в следующем году.

На подобные механизмы налогообложения перешли практически все ведущие нефтедобывающие страны, и для того чтобы продолжать успешно конкурировать с ними, надо создавать инвестиционно привлекательные налоговые режимы для разработки нефтяных месторождений.

Если мы не проведем реформу налогообложения нефтянки, то в условиях низких цен (а их восстановления в ближайшие годы ждать не стоит) целевой показатель Энергостратегии в 524 млн тонн не удержим.

— Эксперты отмечают изменения в стратегии «Газпрома» на экспортных рынках. Говорят, что она стала более конструктивной. Как вы думаете, на какие шаги будет готов пойти «Газпром», выстраивая отношения с европейскими потребителями?

— Я считаю, что «Газпром» в течение последних лет демонстрирует взвешенную политику на европейских рынках. Ценообразование на газ, поставляемый по долгосрочным контрактам, адаптируется к новым реалиям. Последние два года компания начала гибко пересматривать условия спотовых контрактов, объективно подошла к изменению цен на газ в рамках уже действующих контрактов. «Газпром» начал продажу газа на экспорт на бирже, демонстрируя готовность работать с новыми небольшими потребителями. При этом российский трубный газ по-прежнему остается конкурентоспособным и по объемам, и по ценовым условиям, и по надежности поставок, чем предложения значительной части других поставщиков газа в Европе.

Также принимаются решения о строительстве новой газотранспортной инфраструктуры с целью снижения рисков транзита энергоресурсов через Украину после 2019 года, когда истечет существующий контракт на прокачку газа. Не стоит забывать, что ГТС Украины деградирует, требует модернизации и инвестиций, но это не происходит вследствие деструктивной позиции украинского правительства.

Благодаря взвешенной политике «Газпрома» мы все же возвращаемся к курсу на стратегическое партнерство в энергетической сфере. Свидетельство тому — заключение акционерного соглашения о строительстве газопровода «Северный поток-2», решения о закрытии сделки по обмену активами. Я считаю, что эти решения дают возможность улучшить наши отношения с Европой в такой чувствительной сфере, как энергобезопасность.

Беседовала Мария Кутузова

РЕСУРСНЫЕ ПРОКЛЯТИЯ

Несколько дней назад в Госдуме в первом чтении был принят бюджет страны на 2016 год, рассчитанный при цене на нефть \$50 за баррель. 44% доходов в нем должны обеспечить прямые нефтегазовые доходы. За последние 17 месяцев стоимость нефти Brent упала почти на 60%, ниже \$50 за баррель. Большая часть специалистов нефтяной отрасли отмечает, что следующий год будет самым трудным для добывающих компаний за последние несколько десятилетий. Но именно на таком драматичном фоне в отечественном ТЭКе появляется ряд новых перспективных направлений развития.

После снятия санкций на рынке будет расти присутствие Ирана, продолжится увеличение объемов экспорта из Ирака. Нефть Саудовской Аравии, вытесняемая из США местными производителями, продолжит активно конкурировать с российскими поставками на рынках азиатских и европейских стран. На проходившем 10 ноября в ИМЭМО семинаре, посвященном тенденциям в развитии мировой и российской нефтегазодобычи, норвежский эксперт Яранд Ристад высоко оценил потенциал дальнейшего роста производства нефти в Соединенных Штатах. Да, в настоящее время из-за низких цен на сырье многие скважины оказались законсервированы. Однако при благоприятном развитии ситуации добыча в США может увеличиться чуть ли не на 50%. Наши же нефтяники, активно выступающие за сокращение налоговой нагрузки и переход на налог на дополнительный доход, утверждают, что иначе нас ожидает в ближайшие 20 лет серьезное падение добычи. Так, согласно негативному сценарию, заложенному в проект новой Энергостратегии-2035, к концу этого периода в стране будет добываться порядка 310–320 млн тонн нефти. Тогда как, согласно ожиданиям Минэнерго, уровень российской нефтедобычи превысит в текущем году 520 млн тонн.

Специалисты отмечают, что высокорентабельные ресурсы нефти в стране исчерпаны. Сергей Донской, министр природных ресурсов и экологии РФ, на проходившей в Москве 11 ноября конференции «Геологоразведка-2015» отметил, что впереди нас ожидает ухудшение ресурсной базы, а также дальнейшее сокращение бюджетного финансирования геологоразведочных работ. Впереди у российских компаний сложные с технологической точки зрения и высокочастотные проекты по разведке и разработке трудноизвлекаемых ресурсов, а также на шельфе, в том числе арктическом. Для всех этих направлений необходимы серьезные капиталовложения, западные технологии и оборудование, переставшие быть доступными из-за санкций. Сегодня российских нефтяников беспокоят вопросы материально-технического снабжения, необходимости проведения сложных технологических операций на месторождениях: горизонтального бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и других.

Мы перестали быть конкурентоспособны по такому показателю, как коэффициент извлечения нефти (КИН) на месторождениях. По словам заместителя министра

энергетики Кирилла Молодцова, сегодня средний КИН в России составляет 27%, то есть более 70% ресурсов на месторождении остается неосвоенными. Тогда как уже существующие в мире технологии позволяют довести этот показатель в среднем до 50%. В Саудовской Аравии, нашем главном конкуренте на нефтяных рынках, уже ставится цель превышение КИН уровня в 70–75%.

Эксперты говорят о стремительном развитии возобновляемой энергетики в мире — курс на так называемую декарбонизацию (постепенный отказ от использования нефти и угля) в ведущих экономически развитых странах мира. Технологии производства ВИЭ становятся дешевле и набирают популярность не только в США и Европе, но и в азиатских странах, на Ближнем Востоке и даже в некоторых африканских государствах, связывающих с возобновляемой энергетикой не только улучшение экологической ситуации (как в Китае, например), но и возможность быстрого прогресса в самых неблагоприятных с точки зрения развития экономики районах и борьбы с бедностью.

В то же время можно отметить новые возможности для российских компаний, связанные с переработкой нефтегазовых ресурсов. Отечественный downstream стал источником поставок продукции с высокой добавленной стоимостью не только для отечественного рынка, но и ряда зарубежных стран. Российская индустрия смазочных материалов — один из самых конкурентных сегментов на рынке нефтепродуктов. Экономический кризис только подстегнул развитие этого сегмента бизнеса наших ведущих ВИНК. Так, «Газпромнефть» — смазочные материалы» не только удалось существенно нарастить долю на внутреннем рынке за счет зарубежных производителей, но и серьезно увеличить экспорт масел. Уже более 50% выпускаемой продукции компании продается на международных рынках. В прошлом году «Газпромнефть-СМ» реализовывала свою продукцию в 51 государстве мира. Только в течение 2014 года компания вышла на рынки Ирака, Израиля, Индонезии, Испании, Коста-Рики, Конго, Китая, существенно увеличила поставки в Египет и сейчас рассматривает возможность открытия своего представительства в КНР, а к 2018–2019 годам планирует начать проект по локализации смешения масел в Китае. Эффективно модернизировав свой завод по выпуску масел в итальянском Бари, «Газпромнефть» рассматривает возможность приобретения новых мощностей в этой стране.

Эксперты предрекают бурное развитие рынка малотоннажного сжиженного природного газа, применяемого для bunkeringa морского и речного транспорта. Сейчас на Балтике реализуется сразу несколько российских проектов по созданию СПГ-терминалов: «Балтийский СПГ», «СПГ Горская» и терминал в Выборге. Ну а пока, дефицит, заложенный в новый финансовый план российской власти, составляет около 3% от ВВП, а по едкому замечанию бывшего вице-премьера Альфреда Еома на 17% превышает планируемые доходы, что вполне сопоставимо с показателями преддефолтного 1997 года.

Мария Кутузова

КОНЕЦ НЕФТЯНОЙ ЭПОХИ?

Доля сырой нефти в качестве источника сырья для нефтехимии снизилась с примерно 70% в 1980-е годах до менее чем половины сегодня. В последние десятилетия прирост мирового потребления нефти происходил в основном благодаря транспорту, особенно автомобильному: там оно росло в среднем на 2,4% в год в 1980–2014 годах. Доля автотранспорта в мировом спросе на нефть увеличилась за этот период с 30% до 44%. Поэтому прогнозы дальнейшего роста спроса на нефть обычно связываются с автотранспортом. Но спрос на нефть в качестве топлива для легковых автомобилей, которые обеспечивают две трети спроса всего автотранспорта, может достичь пика до 2030 года в связи с рядом перемен структурного характера.

Во-первых, КПД двигателя внутреннего сгорания существенно повысился. В среднем автомобиль на бензине сегодня потребляет на 30% меньше топлива на 100 км, чем всего десять лет назад. Во-вторых, стремительно сокращается совокупная стоимость владения автомобилем с электродвигателем. В 2020 году, по оценкам McKinsey, в Европе такие автомобили могут занять 20% рынка, а в 2030-м — до 60%. В-третьих, в качестве топлива для автотранспорта стремительно набирает популярность природный газ, который позволяет снизить выбросы вредных веществ в атмосферу и совокупную стоимость владения. В последние десять лет мировой парк автомобилей на газомоторном топливе рос на 25% в год и достиг около 20 млн единиц в 2013 году. В-четвертых, меняются модели поведения и предпочтения потребителей. Новые мобильные приложения позволяют оптимизировать маршруты и избежать пробок, что приводит к значительной экономии топлива. Все больше людей предпочитают

не владеть собственной машиной, а использовать автомобиль совместно с кем-то еще: количество автомобилей и пользование такими услугами в мире выросло почти в десять раз за последние десять лет. Основной рост потребления топлива прогнозируется в развивающихся странах. Но именно в этих странах урбанизация идет настолько масштабно, что целесообразность владения личным транспортом снижается. Наконец, распространение беспилотных автомобилей тоже может заметно сократить потребление топлива.

Хотя перечисленные выше тенденции, подталкивающие к снижению потребления топлива, уже весьма заметны, до сих пор их эффект компенсировался благодаря росту спроса в развивающихся экономиках. По прогнозу McKinsey ожидается, что Китай, Индия и страны Африки могут обеспечить около 60% роста мирового спроса на нефть в течение следующих 10–15 лет. Но если они пойдут по пути энергосбережения, эти прогнозы окажутся сильно завышенными. Пример: ВВП на душу населения в США и Японии сопоставимы. Но энергопотребление в Соединенных Штатах в расчете на человека в год в два раза больше. Разумеется, даже если наступит пик спроса, говорить об окончании нефтяной эпохи в обозримой перспективе преждевременно. Поддерживать этот спрос будут и гигантский парк автомобилей на традиционном топливе, и огромная инфраструктура потребления нефтепродуктов, и растущий пассажиропоток в авиации, и крупные новые нефтехимические производства на базе нефтяного топлива. А сложившиеся сейчас низкие цены на нефть, вероятно, будут стимулировать ее потребление и замедлят замещение другим сырьем.

Вадим Дружина, партнер McKinsey & Company, Москва

Реклама

От сложных задач к простым решениям

+7 (495) 514-16-51, www.vtb-leasing.ru

АО ВТБ Лизинг