

нефть и газ

Нептун и Тритон сформируют нефтяной кластер на Сахалине



ФОТО: ГАЗПРОМ НЕФТЬ

— открытие —

Шельф Сахалина становится одним из стратегических центров шельфовой добычи «Газпром нефти». С прошлого года компания открыла в регионе два месторождения — Нептун и Тритон.

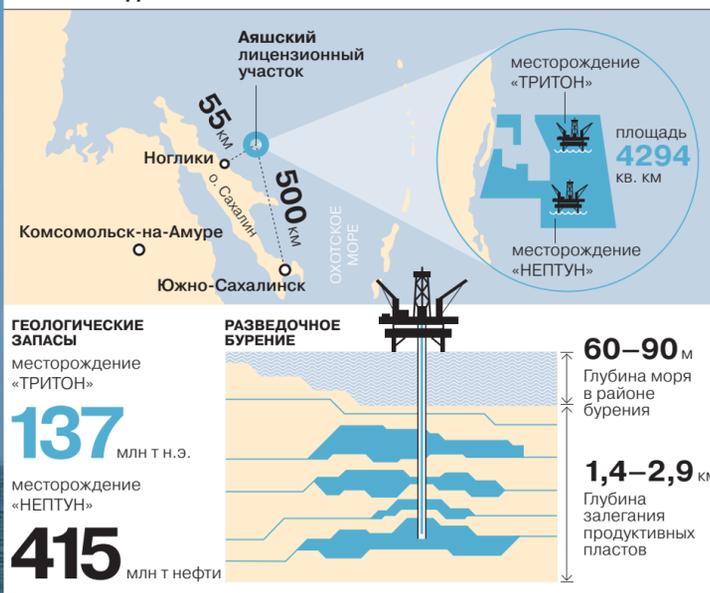
В ноябре текущего года компания сообщила об открытии нового месторождения на шельфе Охотского моря.

Оно было обнаружено по итогам бурения и испытания поисково-оценочной скважины на Баутинской структуре Аляшского лицензионного участка. Геологические запасы нового месторождения, которое получило название Тритон в честь античного морского бога, оцениваются более чем в 137 млн тонн нефтяного эквивалента.

Первое месторождение на Аляшском участке — Нептун, которое стало одним из крупнейших активов ком-

МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ТРИТОН» И «НЕПТУН»

ИСТОЧНИК: ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»



ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ

месторождение «ТРИТОН»

137

млн т н.э.

месторождение «НЕПТУН»

415

млн т нефти

РАЗВЕДЧНОЕ БУРЕНИЕ

60–90 м

Глубина моря в районе бурения

1,4–2,9 км

Глубина залегания продуктивных пластов

пании по объему ресурсов. «Газпром нефть» открыла в 2017 году. Компания защитила в ГКЗ геологические запасы в 415 млн тонн нефти по С1+С2, что в 1,6 раза превышает первоначальную оценку. «Это позволяет говорить о формировании нефтедобывающего кластера на шельфе Сахалина и делает Дальний Восток новым стратегическим регионом на карте активов «Газпром нефти», — отметил председатель правления «Газпром неф-

ти» Александр Дюков. По его словам, компания продолжает изучение и освоение всех шельфовых лицензионных участков, которые находятся в ее портфеле.

В 2019–2020 годах «Газпром нефть» планирует пробурить еще три скважины на месторождении Нептун. Добыча, по прогнозам «Газпром нефти», может начаться в 2025–2027 годах.

Ирина Салова

Справедливый налог

— закон —

Летом 2018 года президентом РФ был подписан закон, который с 2019 года вводит принципиально новый для российской нефтедобывающей отрасли налог — налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД). Условия введения и принципы исчисления данного налога активно обсуждались на протяжении последних трех лет, хотя сама идея подобного налога была впервые высказана еще в 1990-е годы при разработке Налогового кодекса.

Действующая система налогообложения на базе НДС была введена в начале 2000-х и изначально рассматривалась как временная. На тот период у госорганов не было опыта администрирования налогообложения добычи природных ресурсов и стояла необходимость в простом механизме изъятия доходов от добычи. Впоследствии предполагалось ввести налогообложение финансового результата. Но, поскольку формула НДС напрямую завязана на цены на нефть и в связи с их ростом, такая замена считалась неактуальной как с точки зрения бюджета, так и добывающих компаний.

К обсуждению этого налога не возвращались до тех пор, пока не стали очевидными проблемы истощаемости легкодоступных запасов нефти и увеличения доли месторождений на поздней стадии выработки, а также месторождений с нетрадиционными запасами углеводородного сырья, таких как ТРИЗ (трудно извлекаемые запасы), разработка которых при действующей системе законодательства является нерентабельной.

НДД призван стать более экономически справедливым и универсальным налогом. Базой для его расчета является расчетная прибыль от добычи углеводородного сырья. Соответственно, сумма уплачиваемого налога может существенно снижаться в зависимости от объема затрат, связанных с добычей, в том числе размера инвестиций в создание дорогостоящей инфраструктуры месторождений и приобретение основных средств производства.

В 2018 году было принято решение об апробации НДД на некоторых месторождениях («пилотный периметр НДД»). Такой периметр формировался с учетом необходимости защиты бюджетных интересов и возможных выпадов бюджетных доходов, связанных с изменением системы налогообложения, и в кон-

тексте того, что для развития отрасли следует ввести дополнительные меры налогового стимулирования, которые позволят увеличить объем добычи нефти в Западной Сибири. Введение НДД продемонстрировало готовность государства использовать более прогрессивные и сложные для контроля виды налогов.

Как есть сейчас

В действующей системе ставка НДС является твердой и взимается с каждой тонны углеводородов, добытой на конкретном лицензионном участке. В таких условиях компании вынуждены перенаправлять средства на уплату налогов до того, как окупятся затраты на разработку месторождения. И хотя в целом последние несколько лет добыча нефти в России растет, объемы производства в ключевом для отрасли регионе — Западной Сибири, где сосредоточено более 60% запасов нефти, снижаются. Кроме того, существует ряд других специфических проблем, влияющих на экономику отдельных проектов, как, например, проблемы разработки баженовской и тюменской свит. При текущем налоговом режиме стимулирование таких проектов осуществлялось путем предоставления адресных льгот по НДС.

По данным Министерства финансов РФ, сейчас льготирована добыча более 50% запасов нефти в стране. Но механизм предоставления таких льгот не до конца прозрачен и сложен в администрировании, так как предполагает использование множества различных коэффициентов, рассчитанных на основании специфических геологических данных. Так что практически единственным преимуществом действующего режима — простота администрирования — нивелируется сложной системой льгот.

Как должно быть

Исправить это должен НДД, сделав более привлекательной разработку ранее невыгодных проектов, а также упростить и сделать более универсальным для государства механизм взимания налога как при низкой, так и при высокой рентабельности добычи, отказавшись от адресных льгот. Сама идея обложения налогом полученной от добычи прибыли вместо объекта добычи позволяет отложить нагрузку на компании до момента получения ими реальной добычи, отказавшись от адресных льгот. Сама идея обложения налогом полученной от добычи прибыли вместо объекта добычи позволяет отложить нагрузку на компании до момента получения ими реальной добычи, отказавшись от адресных льгот. Сама идея обложения налогом полученной от добычи прибыли вместо объекта добычи позволяет отложить нагрузку на компании до момента получения ими реальной добычи, отказавшись от адресных льгот.

НДПИ, оставаясь отраслевым налогом, дает право компаниям учитывать в налоговой базе операционные убытки, возникшие до момента получения первой тонны нефти.

Снижение на первый взгляд бремени для нефтяных компаний не должно уменьшить поступления в бюджет РФ, поскольку нацелено на рост объемов извлечения нефти и газового конденсата в стране. По мнению Минфина, при увеличении добычи на пилотных проектах НДД более чем на 3 млн тонн в год введение нового налога будет приносить бюджету дополнительные средства по сравнению с НДС. Учитывая то, что новый налог должен простимулировать введение в разработку новых месторождений, достижение такого параметра только на пилотном периметре НДД представляется реальным. Рост добычи до введения НДД по всей отрасли составлял порядка 5 млн тонн в год.

Но для того чтобы оценить влияние нового налогового режима на доходы государства, потребуется не один год. При этом для пилотного периметра НДД не перестает исчисляться и НДС, но по более низкой ставке, что также позволяет обеспечить стабильность бюджетных поступлений. Хотя в рамках некото-

рых месторождений преимущества НДД очевидны. Например, разработка участков Оурынского месторождения в ХМАО — Югре является погранично эффективной при действующей налоговой системе, но становится рентабельной при введении новой налоговой системы. Перечень месторождений, для которых целесообразен переход на НДД, не ограничивается пилотным проектом. Для государства же это означает наличие резерва для увеличения объемов добычи на ранее неразрабатываемых участках.

Пока не ясно, когда будут подведены итоги пилотного проекта НДД и распространится ли налог на всю отрасль. Не до конца сформулированы критерии оценки его эффективности, так что судьбу новой системы предсказать сложно. Но то, что перечень пилотных проектов расширяется по сравнению с первоначальной редакцией закона, говорит как о готовности отрасли к переменам, так и о необходимости дополнительной настройки параметров налога.

Виктория Тургенева, партнер, руководитель группы по оказанию налоговых услуг компаниям нефтегазового сектора КИПМГ в России и СНГ

Россия нажала на газ

— экспорт —

Комментируя дальнейшие перспективы газопровода, российский МИД заявил о возможном его продолжении до территории Болгарии, Сербии, Венгрии с выходом на газораспределительный центр в австрийском Баумгартене, сомкнув два направления российских поставок газа — по «Турецкому потоку», «Северному потоку-1» и «Северному потоку-2». Bloomberg отмечает, что Россия за счет реализации новых газопроводных проектов нарастит влияние в Европе, и называет трубопроводы памятником растущей энергетической зависимости европейских стран от РФ.

С точки зрения акционеров «Газпрома» неэффективен ни один из мегапроектов, считает гендиректор East European Gas Analysis Михаил Корчменкин. По его мнению, акционеры вкладывают более \$40 млрд в соединение Бованенковского месторождения с Германией для того, чтобы перевести уже законченные объемы газа с маршрута через Украину и Словакию. «Для прежней транзитной схемы было бы достаточно построить короткую перемычку Бованенково—Ямбург и воспользоваться «колоссальными», а по словам главы «Газпрома» Алексея Миллера, резервами пропускной способности на центральном газопроводном коридоре. Бывший «Южный», а ныне «Турецкий поток» уже съел более \$30 млрд ради того, чтобы сократить украинский транзит на 11–13 млрд кубометров в год, сейчас поставляемых на границу Болгарии и Турции. К сожалению, у проектов нет даже



К концу 2019 года «Газпром» должен запустить первую нитку «Турецкого потока» на 15,75 млрд кубометров, а НОВАТЭК — ввести последнюю линию завода «Ямал СПГ» на 1 млн тонн

тех плюсов, которые есть у подавляющего большинства новых газопроводов, открывающих новые возможности как для поставщиков, так и для потребителей газа. «Газпром» сочетает строительство новых газопроводов с ликвидацией старых. Увы, если расширить одну дверь, а вторую замуравать, то возможности не увеличатся, а сократятся», — считает он.

Тогда как «Ямал СПГ», по мнению эксперта, хороший и своевременный проект, который может помочь ликви-

дировать растущий дефицит пикового газа в Северо-Западной Европе. «Сократилась добыча основного регулятора сезонной неравномерности потребления газа — голландского месторождения Гронинген. После закрытия крупнейшего британского подземного хранилища газа Rough снизились объемы суточного отбора газа из подземных хранилищ, «Северный поток-2» предназначен для равномерных суточных поставок газа вне зависимости даже от сезонного спроса потребителей. В этих условиях «Ямал СПГ» может покрыть часть пикового спроса в береговой зоне северо-запада Европы», — утверждает эксперт.

Мария Кутузова

Аукционы вместо споров

— перспективы —

В последние годы ряд проектов, на которые правительство делало ставку, был свернут или отложен. К таким проектам можно отнести отсрочку разработки «Газпром нефть» Долгинского месторождения в Печорском море до 2031 года из-за неоправданно высокой цены на дополнительные сейсмические работы относительно объемов нефти на месторождении: ввод каждой новой разведочной скважины обошелся бы компании примерно в 500 млн руб. «Роснефть» также приостановила бурение в Карском море на скважине «Университетская-1»: проект пришлось отложить из-за ввода западных санкций, запрещающих поставлять компании оборудование, необходимое для освоения арктического шельфа.

Нетепличные условия

Несмотря на то что новый закон создаст более прозрачный и понятный механизм распределения лицензионных участков на шельфе Арктики, говорить о скором развитии добычи углеводородов в этом регионе вряд ли стоит. Сдерживать его будут несколько факторов, с которыми российскому правительству придется считаться.

Одними из них остаются цена нефти и сложные климатические условия, что подразумевает применение современных технологий, которыми российские компании сейчас не владеют или владеют не в полной мере. В условиях, когда акватории освобождаются от льда на два месяца в году, по оцен-

кам российских экспертов, в мире работает всего девять месторождений на шельфе Аляски. Но они расположены на мелководье, а в российской зоне Арктики преобладают глубоководные проекты. Поэтому, если учесть отсутствие инфраструктуры, сложности транспортировки углеводородов, то работы на многих участках не будут оправданы при сегодняшней — около \$60 за баррель — цене на нефть.

«Добыча на арктическом шельфе пока нерентабельна и вряд ли в ближайшее время будет рентабельна при цене на нефть ниже \$80 за баррель», — полагает аналитик «Финам» Алексей Калачев. Но, по его мнению, это не мешает вести на участках шельфа геологоразведку и ставить на баланс открытые запасы для улучшения фундаментальной оценки компаний.

Серьезным фактором, тормозящим развитие арктической добычи, стали также западные санкции. Они распространяются на оборудование, которое работает на глубине более 500 футов, добычи углеводородов, разработки арктического шельфа, сланцевого запаса нефти, а также газа. В частности, оказались под запретом поставки бурового оборудования, деталей для горизонтального бурения, а также оборудования для окончания скважины; морского оборудования, которое необходимо для добычи ресурсов в Арктике; оборудования, необходимого для сейсморазведки; подводных аппаратов, управляемых дистанционно. Кроме того, под запрет попали поставки российских компаниям труб разного размера для

нефтяных и газовых газопроводов. Многие из этого оборудования не производится в России, не имеется его аналогов и в странах, которые не ввели санкций против нее.

Рентабельность нефтедобычи на арктическом шельфе также зависит от налогообложения, что особенно чувствительно в период не самых высоких нефтяных цен и заставляет компании откладывать активную работу в Арктике, несмотря на то что правительство объявляет освоение континентального шельфа стратегической задачей.

По словам главного экономиста VYGON Consulting Сергея Ежова, в последние годы на участках шельфа, на которые выданы лицензии, открыты крупные месторождения: Победа, Центрально-Ольгинское, Нептун, Тритон. Но ввод их в разработку в нынешних условиях не является экономически привлекательным, несмотря на предоставляемые льготы. «В ближайшие десять лет добыча нефти на шельфе в основном будет осуществляться на уже введенных месторождениях, а ввод новых крупных месторождений не планируется», — говорит Сергей Ежов. — Если государство хочет, чтобы были новые вводы, требуется улучшение налоговых условий и другие меры стимулирования. Что касается новых лицензий, то это вопрос более отдаленного будущего: добычу на новых открытиях можно ожидать не ранее 2030 года. Причем только в том случае, если будут созданы приемлемые условия для разработки уже открытых месторождений.

Константин Анохин