

нефть и газ практика

Лицензия на переход границы

инструменты

На фоне широко обсуждаемых мер поддержки налоговых льготами, нацеленными на разработку шельфа и освоение трудноизвлекаемых запасов нефти, практически незамеченным осталось постановление правительства РФ №429 от 3 мая текущего года «Об утверждении Положения об установлении и изменении границ участков недр, предоставленных в пользование». То есть нефтегазовые компании получили долгожданную возможность приращивать запасы и за пределами лицензионного участка.

Благодаря этому разрешению прирост запасов в ближайшие семь-десять лет может составить 9–12% от их нынешнего объема, что приведет к увеличению добычи нефти на 20–30 млн тонн в год. Нефтяники много лет ратовали за возможность присоединения к своим лицензионным участкам частей месторождения, которое они уже разрабатывают, что может позитивно сказаться на объемах нефтедобычи.

Конечно, положение о лицензировании от 1992 года позволяло изменять границы геологического отвода таким образом, чтобы в него попадало все месторождение. Это было возможно в случае, когда выявленные в процессе поисков, изучения и оценки запасы полезных ископаемых выходили за границы геологического отвода. Однако это не распространялось на запасы, обнаруженные в ходе доразведки во время эксплуатации участка недр.

Например, в 2006 году ExxonMobil, оператор проекта «Сахалин-1», намеревался расширить добычу на новых участках месторождений Одопту и Чайво, но не смог добиться согласия Минприроды. В итоге в конце 2011 года в рамках отдельного конкурса лицензию на северную часть Чайво (Чайво-море) за 1,6 млрд руб. приобрела «Роснефть». Случай интересен еще и спором о принадлежности Чайво и Чайво-море к единой геологической структуре.

Подобные ситуации возникают достаточно часто, хотя далеко не всегда становятся предметом обсуждения в СМИ. Многие компании заявляли о том, что имеют не задействованные в добыче горизонты или участки недр, являющиеся частью месторождений, на освоение которых ими получена лицензия, в связи с невозможностью изменения границ. Так, «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» испытывают проблемы с получением права на освоение нижних залежей разрабатываемых месторождений.

В 2008 году Минприроды подготовило первый вариант поправок к закону «О недрах» и направило их в правительство. В 2011 году доработанные поправки были одобрены Госдумой, и в мае нынешнего года было утверждено положение, дающее возможность изменения границ лицензионных участков и по ширине, и по глубине.

Теперь компании смогут получать на баланс весь объем ресурсной базы, если они ее и разведали, и за плату — те участки недр, которые числятся на госбаланс, но после доразведки оказались частью месторождения, на которое пользователь уже получил лицензию. Если размер запасов превышает 20% от лицензионного, передана будет лишь их часть. При этом расширять границы возможно лишь однократно, тогда как сужать можно несколько раз.

«Утвержденное положение — новая степень свободы для нефтяных компаний. Тот, кто оценит открывающиеся возможности раньше других и систематизирует по своему фонду месторождений потенциал приращивания запасов, получит реальное конкурентное преимущество. Особый интерес этот документ представляет для руководства департаментов развития», — полагает генеральный директор компании «Геонедра» Андрей Иванов.

«В случае когда срок жизни старых промысловых скважин может быть продлен за счет разбуривания и ввода в эксплуатацию нового, непосредственно прилегающего участка недр, применение нового постановления может оказаться весьма продуктивным», — отмечает главный геолог компании «Нарьянмарнефтегаз» Николай Чупров. Синергия достигается и за счет использования промысловой инфраструктуры, в том числе трубопроводной.

Насколько оправдан оптимизм относительно новых возможностей, открываемых перед недропользователями новым положе-



В 2006 году ExxonMobil, оператор проекта «Сахалин-1», намеревалась расширить добычу на новых участках месторождений Одопту и Чайво, но не смогла добиться согласия Минприроды на приращивание запасов за пределами лицензионного участка. Сейчас бы компании, скорее всего, это удалось, если бы, конечно, этот участок был еще свободен PHOTO REUTERS

нием, с геологической точки зрения? Практика показывает, что зачастую это вопрос технологического совершенства, а иногда и удачи. Даже на хорошо разведанных и разбуренных участках, не вызвавших интереса у геологов в начальный период, впоследствии могут быть обнаружены весьма значительные запасы.

Один из ярких примеров — история еще советского периода, когда в 1982 году Юрубчено-Тохомская и Куюмбинская площади были признаны бесперспективными с точки зрения обнаружения там нефти, но впоследствии на них были открыты крупные нефтяные месторождения. В будущем они должны стать новым региональным центром добычи с суммарными запасами, превышающими 0,5 млрд тонн нефти.

То есть точно оценить объем потенциальных ресурсов, которые могут быть переведены в категорию запасов и введены в промышленную эксплуатацию благодаря применению постановления, с одной стороны, довольно сложно именно по причине неузученности соответствующих участков недр, другой — чрезвычайно важно не понимать «цены вопроса».

Специалисты «Геонедра» в ходе проведенного в последние месяцы исследования, основываясь на оценочных данных, пришли

к выводу, что новый порядок изменения границ лицензионных участков предположительно приведет к следующим результатам: 830–950 млн тонн запасов может быть передано на баланс компаний с государственным балансом. В том числе более 500 млн тонн — в залежах, расположенных под уже распределенными участками недр; 450–880 млн тонн запасов может быть дополнительно поставлено на баланс самими компаниями за счет доразведки уже эксплуатируемых участков недр и граничащих с ними территорий.

В среднем по нефтегазовым регионам России можно ожидать в течение семи-десяти лет прироста запасов до 9–12% от общего объема, что при сохранении нынешних пропорций между запасами и добычей соответствует примерно 0,4–0,6% ежегодного объема производства нефти, или 20–30 млн тонн в год. Дополнительные поступления в бюджет составят 650–980 млрд руб., не говоря уже о положительном эффекте от сохранения или создания новых рабочих мест и повышения экономической активности в регионах.

Таким образом, новый порядок изменения границ лицензионных участков способен поддержать доходы государства в период, когда часть добычи нефти на шельфе или из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами будет практически выводиться из под налогообложения за счет применения льготных ставок. Кроме того, разовые платежи при переводе части запасов с государственного баланса на баланс недропользователей могут служить источником пополнения бюджета уже на ранней стадии применения положения.

Сергей Панкратов, RusEnergy

МОМЕНТ ВТО

Спустя 18 лет после начала переговоров Россия стала членом Всемирной торговой организации (ВТО). На этот счет сделано немало пугающих прогнозов, но к отечественной нефтегазовой отрасли они имеют, похоже, весьма отдаленное отношение. Самая большая неприятность, которой можно ожидать, — ужесточение конкурентной борьбы на рынке российского нефтесервиса и нефтяного оборудования.

Главным аргументом противников вступления России в ВТО было снижение большей части импортных таможенных пошлин. Но сейчас уже понятно, что в нефтегазовой экспортной политике России больших изменений после вступления в ВТО не произойдет. Согласно протоколу о присоединении, формула, определяющая величину взимаемой пошлины, останется аналогична той, что действует сейчас. Напомним, сегодня экспортная таможенная пошлина составляет 60% от разницы между ценой мониторинга и ценой нефти в \$182,5. Таким образом, доходы российского госбюджета при соблюдении правил ВТО на территории России практически не изменятся. Другими словами, нефтегазовые экспортеры не очень зависимы от пошлин, по крайней мере, до тех пор, пока иностранные покупатели имеют возможность приобретать российскую нефть и газ по рыночным ценам. По словам представителей нефтяной отрасли, они уже давно работают на мировом рынке, в условиях глобальной экономики, поэтому ничего сверхнового в этом смысле для них нет. А цена нефтяного барреля формируется за рубежом — в Нью-Йорке, Лондоне, Сингапуре.

Проблемой можно было бы назвать в основном заниженные цены на сырье на внутреннем рынке, которые дают преимущество использующим его отечественным промышленникам. Так, стоимость газа для потребителей России долгое время была камнем преткновения в переговорах о вступлении в ВТО между Россией и Европейским союзом. В числе условий вступления значилось обеспечение прибыльности продаж газа на внутреннем рынке для промышленных предприятий. Несколько лет назад эта тема была одной из главных в переговорах с ЕС, и выполнение этого условия уже заложено в планы тарифных органов. Перейти к равнодоходности продаж газа на российском и зарубежном рынках «Газпром» собирается в 2015–2016 годах.

Кроме того, Россия не взяла на себя обязательства по обеспечению равного доступа к трубопроводам зарубежным компаниям, тем самым сохранив за собой право регулирования тарифов на трубопроводный транспорт. По словам заместителя министра экономического развития Алексея Лихачева, у России нет обязательств по снижению экспортных пошлин ни на газ, ни на нефть, ни на нефтепродукты — в этом смысле Россия вправе пользоваться абсолютно всеми инструментами экспортного регулирования, которые были и до вступления в ВТО.

Это подтверждают в своем отчете и аналитики компании Ernst & Young. По их мнению,

производители и поставщики природного газа в России будут организовывать свою деятельность в ВТО также связано с ростом объема коммерческих принципов, стремясь покрыть издержки и получить прибыль. Вместе с тем Российская Федерация продолжит регулировать цены на энергоносители для населения и других некоммерческих потребителей и будет исходить при этом из целей и задач внутренней социальной политики.

По данным экспертов Ernst & Young, положительное воздействие вступления России в ВТО также связано с ростом объема поступающих в страну прямых иностранных инвестиций. Опыт государств, вступивших в ВТО ранее, и оценки последствий присоединения России к ВТО указывают на то, что прямые иностранные инвестиции в либерализуемые сектора услуг могут обеспечить в долгосрочной перспективе рост объема производства в стране до 11% ВВП. Улучшение инвестиционного климата для российских нефтяных и, в частности, нефтесервисных, компаний — вопрос насущный.

Неоднозначной в условиях ВТО может стать оценка перспектив нефтесервисного рынка. Представителей этой отрасли сегодня беспокоит то, что иностранные сервисные компании получат еще больший доступ на российский рынок. Однако здесь уместно напомнить, что неутешительная для российских компаний ситуация на рынке нефтесервисных услуг сложилась еще до вступления России в ВТО: практически все крупнейшие нефтесервисные компании мира сегодня уже работают в России. При этом для рынка, который они занимают, неуклонно увеличивается. И ВТО здесь ни при чем. Дело в том, что политика иностранцев в основном направлена на то, чтобы продавать не технологии, по количеству которых они давно обогнали российские компании, а свои услуги. При этом оборудование, с которым они приходят вступления значилось обеспечение прибыльности продаж газа на внутреннем рынке для промышленных предприятий. Несколько лет назад эта тема была одной из главных в переговорах с ЕС, и выполнение этого условия уже заложено в планы тарифных органов. Перейти к равнодоходности продаж газа на российском и зарубежном рынках «Газпром» собирается в 2015–2016 годах.

Прогноз для российского рынка нефтесервисных услуг вполне предсказуем: на нем смогут остаться сильнейшие компании, способные выдержать конкуренцию с иностранными. Кстати, в условиях ВТО тем российским компаниям, которые готовы будут включиться в серьезную конкурентную борьбу с иностранными, новые правила в определенной степени будут даже на руку. Потому что снижение импортных пошлин — это больший доступ на мировой рынок и материалов, и оборудования для нефтесервиса. А с ухудшением ресурсной базы потребность в таких услугах будет с каждым годом только расти. То есть российский нефтесервисным компаниям есть за что бороться.

Константин Анохин

АНТИПИНСКИЙ НПЗ — КУРС НА ГЛУБОКУЮ ПЕРЕРАБОТКУ

НА АНТИПИНСКОМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕАЛИЗУЕТСЯ МАСШТАБНЫЙ ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОЕКТ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЫРОЙ НЕФТИ. В 2015 ГОДУ, ПОСЛЕ ВВЕДЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРЕТЬЕЙ ОЧЕРЕДИ, ПРЕДПРИЯТИЕ ЗАЙМЕТ ЛИДИРУЮЩИЕ ПОЗИЦИИ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ.



Генеральный директор ЗАО «Антипинский НПЗ» Геннадий Алексеевич Лиси́ченко.

ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» — молодое и стремительно развивающееся предприятие в Тюменской области. Завод, основанный в 2004 году, производит 3,5 млн тонн нефтепродуктов в год (технологический мазут, бункерное топливо, прямогонный бензин и дизельное топливо стандартов ГОСТ и «Евро-2»). Это первое построенное в России за последние 30 лет нефтеперерабатывающее предприятие подобной мощности. Планируется, что уже к концу 2012 года мощность завода возрастет до 4,1 млн тонн в год.

Антипинский НПЗ имеет важные конкурентные преимущества — близость одновременно и к источникам сырья, и к основным потребителям нефтепродуктов. На территории Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов сосредоточено 72% российских запасов нефти и 91% газа.

ИНВЕСТИЦИИ. В развитие Антипинского НПЗ с 2010 до 2015 года будет вложено \$2 млрд. Один из шагов на этом пути — подписание 26 апреля 2012 года с ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitrol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон) соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» кредитов на \$750 млн со сроком погашения в марте 2017

года. Эти средства пойдут, в том числе, и на строительство третьей очереди завода, где будет производиться топливо экологического стандарта «Евро-5». Работы уже начались, строительство всех цехов третьей очереди завершится в 2018 году. Отметим, что «Евро-5» — наиболее строгий из действующих европейских экологических стандартов, регулирующих содержание вредных примесей в выхлопных газах.

ПРОИЗВОДСТВО. В настоящее время глубина переработки нефти на заводе составляет 60%, но у руководства ЗАО «Антипинский НПЗ» большие планы по увеличению объемов и качества переработки сырья. «Первая очередь предприятия введена в эксплуатацию в 2006 году, вторая — в 2010 году. Сейчас наша главная задача — до конца 2015 года выйти на производство 7,5 млн тонн нефтепродуктов в год, достичь глубины переработки 94% и перейти к выпуску бензина стандарта «Евро-5», — отмечает генеральный директор ЗАО «Антипинский НПЗ» Геннадий Алексеевич Лиси́ченко.

Для достижения поставленной цели в декабре 2015 года на предприятии намечен ввод в эксплуатацию установки замедленного коксования, благодаря которой глубина переработки и достигнет 94%. Глубина переработки будет обеспечена строительством и вводом в эксплуатацию комплексной установки глубокой переработки мазута, в состав которой будет входить вакуумный блок перегонки мазута, а также блок замедленного коксования гудрона. Лицензиаром установок является компания Foster Wheeler. Вакуумный газойль, получаемый с помощью оборудования по глубокой переработке мазута, планируется обрабатывать на установке гидрокрекинга с получением высококачественного топлива. Это выведет предприятие на передовые позиции в отрасли.

В 2016 года намечен переход на выпуск высокооктанового бензина класса «Евро-5» за счет ввода в эксплуатацию блока гидроочистки бензина, изомеризации и риформинга. В 2017–2018 годах предполагается запустить установку гидрокрекинга газойля. Кроме высококачественных автомобильных бензинов на заводе производится развернуть производство чрезвычайно востребованного металлургического кокша, а также элементарной серы (гранулята).

СЫРЬЕ И ЛОГИСТИКА. Руководство Антипинского НПЗ особое внимание уделяет сырьевой безопасности. Компания-партнер ООО «Тарховское» владеет лицензиями на поиск, разведку и

добычу нефти на шести лицензионных участках, на которых расположены разрабатываемые месторождения. Еще одно месторождение находится в стадии разведки. Общая площадь месторождений составляет 544 кв. км.

Отметим, что в 2011 году около 340 тыс. тонн было добыто на собственном месторождении Тарховское и затем переработано на Антипинском НПЗ. В 2012 году на месторождениях планируется добыть около 360 тыс. тонн нефти, в 2013 году — примерно 375 тыс. тонн, а к 2014 году добыча возрастет почти до 400 тыс. тонн.

Антипинский НПЗ большое внимание уделяет модернизации и развитию своего железнодорожного хозяйства, что позволяет значительно увеличить грузооборот и усовершенствовать транспортную логику. Для отгрузки бензина и дизельного топлива железнодорожным транспортом ЗАО «Антипинский НПЗ» приобрело и реконструировало ж/д станцию Антипино, рядом с которой был организован участок готовой продукции (УГП). Реконструкция железнодорожных путей и станции позволит значительно увеличить их пропускную способность и обеспечить потребности растущего производства завода.

Новый участок готовой продукции представляет собой отдельно стоящий объект, связанный с основной площадкой завода технологическими трубопроводами общей протяженностью около 2,9 км. Площадь участка составляет 15 га. На нем размещены две двусторонние наливные эстакады, позволяющие одновременно наполнять 71 железнодорожный цистерну, с промежуточным резервуарным парком объемом 20 тыс. кубических метров.

Ввод в эксплуатацию участка готовой продукции увеличил суммарную мощность завода по наливу нефтепродуктов до 8 млн тонн в год (3 млн тонн базовая и 5 млн тонн УГП), а также разгрузил действующие эстакады налива и слива на основной площадке завода. Общий объем резервуарных парков завода составляет более 315 тыс. тонн.

СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ. Социальная деятельность Антипинского НПЗ направлена на создание здоровых и безопасных условий труда, предоставление качественного медицинского обслуживания, поддержку работников через систему оказания различных видов материальной помощи и компенсаций. Особое внимание уделяется улучшению жилищных условий сотрудников завода. Для специалистов и передовиков производства Анти-



Реклама

пинский НПЗ строит в Тюмени жилой двадцатитажный дом на 152 квартиры, сдача которого запланирована к 2013 году.

Одним из важных направлений социальной политики предприятия является благотворительность. Поддержка оказывается детским домам, интернатам, клубам, учреждениям культуры, тюменской областной организации всероссийского общества инвалидов. Не обходит предприятие своим вниманием и спортивное направление, оказывая материальную поддержку юношескому клубу дзюдо в Тюмени.

Кроме того, совсем недавно была оказана благотворительная помощь в целях подготовки и проведения в Тюменской области XII туристического слета людей с ограниченными физическими возможностями «Робинзонада 2012».

ЭКОЛОГИЯ. С ростом объемов добычи и переработки нефти вопросы охраны окружающей среды и промышленной безопасности стали одними из наиболее приоритетных. Очевидна острая необходимость внедрения на современных нефтеперерабатывающих предприятиях комплексных решений, направленных на минимизацию вредного воздействия на окружающую среду. В связи с этим при строительстве Антипинского НПЗ особое внимание уделено внедрению высоких экологических стандартов.

Экологический отдел заводской аккредитованной химико-аналитической лаборатории осуществляет постоянный контроль состояния окружающей среды, наземных и сточных вод. Для снижения нагрузки на окружающую среду при проектировании завода заложен ряд технологических решений, позволяющих до минимума сократить водопотребление, а значит, и сброс стоков, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и исключить попадание нефти и нефтепродуктов в почву и подземные воды.

Какими решениями, в частности, относится использование в технологических печах горелочных

устройств, отвечающих самым строгим экологическим требованиям, применение герметизированной системы по всей технологической цепочке, контроль, автоматизация и телеметрия технологических процессов для предупреждения аварийных ситуаций и минимизация выбросов вредных веществ в атмосферу за счет точного соблюдения заданных технологических параметров. Кроме того, экологию охраняют с помощью обеспечения герметичного налива светлых нефтепродуктов с отводом паров в резервуары через газоравновесные линии, применения воздушного охлаждения потоков в технологических процессах, внедрения водоотведения, исключающего сброс сточных вод в открытые водоемы, и устройств бетонных площадок для технологического оборудования и наливных эстакад с бордюрами ограждениями и трапами.

В настоящее время на территории Антипинского НПЗ ведется строительство очистных сооружений, которые обеспечат очистку производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения. Очистка сточных вод состоит из трех основных блоков: блока физико-химической очистки стоков (импеллерная флотация компании Separation Specialists), блока биологической очистки стоков (мембранный биореактор компании GE Water and Process Technologies) и блока доочистки стоков (процесс двухступенчатой фильтрации на сорбционных угольных фильтрах ФСУ, далее ультрафиолетовое обеззараживание стоков до норм СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»). В общей сложности очистные сооружения занимают площадь 10,73 гектара, при том что общая площадь заводских территорий более 150 га.