

ПРОГНОЗНЫЕ РЕСУРСЫ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА КАК РЕЗЕРВ НАРАЩИВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В СЕВЕРО-ЗАПАДНОМ РЕГИОНЕ РОССИИ

Григорьев Г.А.¹, Мотрук В.Д.²

¹ ВНИГРИ, Санкт-Петербург, Россия

² ООО "Нарьянмарнефтегаз", Нарьян-Мар, Россия

Дается анализ перспектив наращивания добычи нефти и оценка ресурсной базы углеводородов Ненецкого АО ТПП. На основе геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов и с учетом сегодняшних макроэкономических условий определена эффективность проведения ГРП и дальнейшего освоения. На примере трех наиболее перспективных районов Ненецкого АО анализируется структура прогнозной ресурсной базы нефти и роль наиболее значимых промыслово-технологических и геолого-экономических факторов, определяющих рентабельность ее освоения и, соответственно, инвестиционную привлекательность. Проиллюстрирована значимость и приоритетная роль эффективной налоговой политики в формировании стратегии нефтегазодобычи в регионе. Приводятся оценки возможных вариаций объема экономически рентабельных ресурсов при изменении налогообложения в части налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Северная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Ненецкий автономный округ - НАО) является одной из наиболее богатых углеводородными ресурсами территорий региона, в пределах которой выявлено значительное число крупных нефтяных месторождений. Запасы промышленных категорий превышают на сегодня 950 млн.т, но общий ресурсный потенциал огромен и это лишь около 32 % начальных суммарных ресурсов. В последние годы добыча нефти в Ненецком АО постепенно наращивается, в освоение вовлечено около 250 млн.т выявленных запасов, тем не менее, их выработанность пока не превышает 5% /2,5 и др./.

До сих пор развитие добычи в регионе сдерживалось и сдерживается целым рядом объективных факторов, в числе которых удаленность выявленных месторождений от центров развития добывающей промышленности, слабая развитость транспортной и производственной инфраструктуры, суровые климатические условия и ряд других. Однако, с выходом в регион мощных вертикально интегрированных компаний добыча нефти неуклонно возрастает, достигнув 12.1 млн.т в 2005 г. и более 13 млн.т - в 2006 г. В существенной мере этот процесс подстегивает наблюдающийся в последние год-два беспрецедентный рост цен на нефть и очевидная тенденция к дальнейшему их росту на достаточно далекую перспективу.

В соответствии с федеральной программой развития региона, по территории Ненецкого автономного округа на период до 2020 г. предусмотрено дальнейшее динамичное и значительное по масштабам наращивание добычи черного золота. На первом этапе оно будет осуществляться на базе уже подготовленных к освоению месторождений. Прогнозные уровни добычи, которые могут быть достигнуты, варьируют в достаточно широком диапазоне (в зависимости от источника подобных оценок), достигая по некоторым из них 65-70 млн.твг. Однако их оптимальный коридор составляет, по оценкам специалистов ВНИГРИ, от 25-30 до 35-40 млн.твг /3/ и будет определяться как динамикой макроэкономической ситуации в добывающей отрасли, так и развитием ресурсной базы региона.

Простейшие подсчеты показывают, что запасов разведанных месторождений для достижения этих объемов добычи и ее стабилизации на достаточно продолжительный период явно недостаточно. По мере их истощения и возникновения дефицита активных запасов нефти задача поддержания достигнутых уровней или возможного дополнительного наращивания объемов ляжет непосредственно на подготовленные к бурению и выявленные объекты, то есть на перспективную ресурсную базу.

На начало 2005 г. (эти цифры практически не изменились и на сегодня) в Ненецком АО общий фонд локальных структур, подготовленных к глубокому бурению и выявленных сейсморазведкой, превышал 300 единиц (около 150 в резервном фонде подготовленных к бурению объектов и почти 160 - в фонде выявленных) /3,5 и др./. Суммарные извлекаемые ресурсы нефти в объектах резервного фонда достигают 193 млн.т (примерно 183 млн.т – по категории С₃, и 10 млн.т – по Д₁), в объектах выявленного фонда - почти 117 млн.т (101 млн.т - по категории Д₁ и 16 млн.т по Д₂).

Учитывая объем уже имеющихся разведанных запасов региона и степень их освоенности, очевидно, что возможности этой части ресурсного потенциала по поддержанию оптимальных уровней добычи (и тем более – по их наращиванию) достаточно ограничены. В этих условиях целесообразно рассмотреть оценку экономической эффективности подготовки и вовлечения в освоение всей прогнозной ресурсной базы региона и проанализировать степень ее

инвестиционной привлекательности в нынешних и перспективных макроэкономических условиях.

Базовой основой проведения подобной оценки послужили результаты количественной оценки ресурсного потенциала региона и данные по оценке структуры его ресурсов (распределение ресурсов нефти по нефтегазоносным комплексам и типам коллекторов, по типам ловушек, классам крупности прогнозных объектов освоения, нефтепромысловым характеристикам), полученные во ВНИГРИ. Методические подходы подобного анализа апробированы и отработаны, они детально и всестороннее обсуждались и широко освещены в специальной литературе /1,2,3-6 и др./.

Прогнозные ресурсы нефти в пределах НАО оцениваются примерно в 1460 млн.т (извлекаемые).

Расчеты ограничивались экономической оценкой ресурсного потенциала трех наиболее перспективных нефтегазоносных районов севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, соответствующего территории Ненецкого АО – Харьяга-Усинского (Печоро-Колвинская НГО), Коллависовского (Хорейверская НГО) и Верхнеадзвинского (Варандей-Адзвинская НГО), прогнозные ресурсы нефти которых достигают, соответственно, 150, 349 и 189 млн.т (извлекаемые). Соответственно, можно утверждать, что это большая и лучшая часть ресурсного потенциала региона.

Геолого-экономическая оценка отвечает современным макроэкономическим условиям, цена экспортируемой нефти принята на уровне 55 долл/барр (примерно 400 долл/т) и нефти, реализуемой в пределах России – около 300 долл/т; доля экспорта - на уровне 30%. Налогообложение отвечает действующей налоговой системе.

Рассмотрим некоторые характеристики структуры ресурсов по всем трем нефтегеологическим объектам. Основная часть ресурсов в пределах Верхнеадзвинского НГР сосредоточена в верхнеордовикско-нижнедевонском НГК (более 84 млн.т или около 45% ресурсного потенциала). На территории Коллависовского НГР в нижних верхнеордовикско-нижнедевонском и среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносных комплексах сосредоточены, соответственно, примерно 125 и 104 млн.т (36 и 30%) ресурсного потенциала. В

пределах Харьяга-Усинского НГР преобладающий объем ресурсного потенциала приурочен к среднедевонско-нижнефранскому (38 млн.т или 25%) и доманиково-турнейскому (почти 36 млн.т или 24% извлекаемых ресурсов) комплексам.

С точки зрения более обобщенного анализа ресурсного потенциала выделенных районов в контексте рассматриваемой задачи и с учетом ограниченности объема статьи приведем некоторые сводные оценки структуры ресурсов по всей совокупности перспективных территорий - без их дифференциации по отдельным нефтегазоносным районам.

Основная часть ресурсов сосредоточена в двух нижних нефтегазоносных комплексах – верхнеордовикско-нижнедевонском (около 32%) и среднедевонско-нижнефранском (22%), причем, в первом сконцентрировано и наибольшее количество прогнозных ловушек – 33% их общего числа ловушек по всем трем рассматриваемым нефтегазоносным районам. Наибольший объем ресурсного потенциала (69% ресурсов нефти и 70% числа ловушек) локализуется в интервалах глубин 2-4 км (рис.1 - 4).

Как свидетельствуют полученные результаты, рентабельно могут быть освоены лишь около 44% (302 из 688 млн.т) потенциала анализируемой ресурсной базы. При этом доля рентабельных ресурсов существенно варьирует в зависимости от принадлежности к нефтегазоносному комплексу (и, соответственно, от промыслово-технологических характеристик продуктивных отложений) а также от глубин залегания прогнозных объектов разработки, изменяясь от 0-11% в пределах триасового и верхнепермского до 82% в - доманиково-турнейском комплексах (рис.1-4).

На рисунках 5 и 6 приведено распределение средней величины ресурсов всех прогнозных объектов по нефтегазоносным комплексам и глубинам залегания. Здесь приводятся оценки этого показателя по всей совокупности прогнозных объектов освоения и оценки только по объектам, рентабельным для освоения.

Очевидно наличие явно выраженной тенденции к максимальному расхождению этих показателей по выделенным группам объектов, приуроченным с одной стороны - к относительно большим глубинам, с другой - к комплексам отложений, характеризующихся худшими геолого-промысловыми условиями

освоения. Наоборот, эти показатели наиболее сближены в пределах высокопродуктивных комплексов отложений (например, доманиково-турнейский НГК) и для ловушек, залегающих на средних (2-3 км) глубинах.

Естественно, каждому нефтегазонасному району при индивидуальном (применительно к отдельному НГР) рассмотрении перечисленной группы оценок свойственны определенные специфические черты в отмеченных вариациях по комплексам продуктивных отложений в силу, прежде всего, наличия определенной специфики нефтегеологических характеристик в их пределах.

Комментируя приведенные зависимости в контексте перспектив развития добывающей отрасли, следует отметить несколько моментов, связанных с налогообложением нефтяных объектов.

Ни у кого не вызывает сомнений факт, что налоговая система (наряду с ценами на углеводородное сырье) играет принципиально важную роль в формировании инвестиционной привлекательности тех или иных объектов и тем самым - в вычленении объема ресурсной базы, экономически доступной для освоения и формирующей добычный потенциал региона. Она принадлежит к факторам, определяющим с одной стороны - потенциальный уровень добычи сырья, с другой - гарантирующим поддержание на заданном уровне того или иного объема добычи.

Обратимся к более детальным результатам проведенной экономической оценки именно с этих позиций.

Рассмотрим нефтяной объект с запасами 1.5 млн.т и продуктивностью скважин на уровне 40 т/сут. При глубине залегания 3900 м удельные капитальные затраты на его освоение оцениваются в 83 долл/т, а себестоимость освоения (сумма удельных капитальных и эксплуатационных затрат) – в 112 долл/т. В рамках действующей налоговой системы внутренняя норма рентабельности инвестиций (ВНР) не превышает 2% при том, что эффективность проекта в целом (без учета налогов) составляет более 26%. При глубине залегания более 4400м инвестиции в подобный проект даже не окупаются. Рентабельность инвестиций для объекта с принятыми характеристиками превышает минимально приемлемый уровень в 10% лишь на глубинах менее 3000м. При этом для глубины залегания 3900м

недисконтированные прибыль инвестора и объем налоговых отчислений (доходы государства) соотносятся примерно как 13 и 251 млн.долл.

Причина столь низкой экономической эффективности для инвестора заключается в несовершенстве действующей налоговой системы, главный недостаток которой определяется фискальным подходом к налогообложению добывающих предприятий вне зависимости от географо-экономических и промыслово-технологических особенностей того или иного объекта.

Неэффективность подобной концепции построения налоговой системы и ее пагубность для развития добывающей отрасли проиллюстрируем на налоге на добычу полезных ископаемых (НДПИ). В настоящее время он исчисляется по специальной формуле и исходя из уровня экспортных цен на нефть, составляя при цене экспортируемой нефти 55 долл/барр около 73 долл/т (взимается с объема всей добываемой нефти). Действие данного алгоритма исчисления НДПИ продлено до конца 2012 г.

Рассмотрим варианты оценок рассматриваемого потенциального проекта при вариациях ставок НДПИ в сторону их снижения. Вариант 1 - вводятся льготы, которые на сегодня законодательно приняты применительно к новым объектам Восточной Сибири (налоговые каникулы и пониженная ставка по достижении выработанности 80% запасов). Вариант 2 – в условиях действия введенных льгот вдвое (на 50%) снижается базовая ставка НДПИ. Вариант 3 – полное упразднение НДПИ.

От варианта 1 к варианту 3 льготного налогообложения (напомним, рассматриваются только варианты льгот по НДПИ) оценки ВНР инвестиций возрастут, соответственно, до 4.5%, 8.1% и 11.2%, а доходы инвестора (числитель) и государства (знаменатель) составят при этом около 31/232, 63/200 и 95/168 млн.долл. Доходы государства в последнем случае снизятся на 92 млн.долл, однако, отметим, что эти ресурсы будут вовлечены в освоение и бюджетные поступления будут реальными. Более того, добытое сырье будет вовлечено в последующие циклы переработки, в процессе которых налоговые поступления также пополняют бюджеты государства.

Для аналогичного объекта, характеризующегося существенно большей продуктивностью отложений (начальный рабочий дебит скважин на уровне 80

т/сут, при котором себестоимость добычи снижается, соответственно, до 80 долл/т), оценки ВНР составят уже 9.0% в рамках действующей налоговой системы и увеличатся до 13.0% уже при вводе минимальных льгот по НДС (вариант 1). При вариантах 2 и 3 льготного налогообложения (в рамках оговоренного выше формата задействованных льгот) данный объект будет иметь рентабельность, превышающую минимально приемлемый уровень (ВНР=10%) даже на глубинах залегания 5100м и 6000м соответственно.

Для объекта с запасами 0.7 млн.т и при дебите скважин 60 т/сут на глубинах 3900м рентабельность оценивается (при действующей налоговой системе) на уровне 2.1%. При вариантах 1-3 льгот по НДС оценки ВНР возрастают до 4.7%, 7.6% и 10.2% соответственно, а поступления в бюджеты снизятся примерно со 115 до 77 млн.долл. При базовом (действующем) варианте налогообложения объекты, подобные рассматриваемому, могут быть рентабельны на глубинах залегания не более 3200м.

Наконец, проанализируем оценки объекта с запасами 3.5 млн.т и продуктивностью вмещающих отложений, ограничивающей дебиты скважин уровнем 25 т/сут. Для глубины залегания 3900м себестоимость освоения оценивается в 115 долл/т. Оценка ВНР составляет лишь 0.6% (при безналоговом варианте ВНР проекта достигает 24.5%), а доходы инвестора и государства оцениваются в 9 и 568 млн.долл соответственно. При льготах по НДС (варианты 1-3) ВНР возрастает, соответственно, до 3.1%, 6.6% и 9.8%, а доходы инвестора и государства составляют 47/530, 123/455 и 196/382 млн.долл. При действующей налоговой системе подобный объект минимально рентабелен на глубинах менее 2600м (себестоимость освоения 81 долл/т). Рентабельными (с доходностью по инвестициям 10% и выше) в условиях полного освобождения от НДС (вариант 3 рассматриваемых льгот) аналогичные объекты будут на глубинах до 3850м.

Таким образом, в условиях наличия достаточного ресурсного потенциала и динамика наращивания добычи нефти в регионе и ее масштабы в абсолютном исчислении в существенной мере будут определяться (наряду с другими условиями) рентабельностью освоения подготовленных запасов и ресурсов.

Наибольшее влияние на рентабельность и, тем самым, на инвестиционную привлекательность оказывают два фактора – цены на нефть и налоговая нагрузка.

В настоящее время цены достигли уровня, гарантирующего эффективность освоения существенной части ресурсного потенциала. Вместе с тем, действующая налоговая система и, соответственно, налоговая политика, призванная формировать инвестиционную политику и направлять ее в интересах всеобъемлющего развития добывающей отрасли (как с точки зрения оптимизации объемов добычи, так и с точки зрения рационального недропользования и полноты извлечения выявленных и подготовленных запасов УВС), не выполняет предназначенных функций.

Характеризуясь ярко выраженным фискальным характером, она по-прежнему развивается исключительно в том же (фискальном) направлении, адаптируясь к росту цен и учитывая исключительно этот единственный фактор. Так, с середины 2005 г. введена более прогрессивная шкала исчисления экспортной пошлины, изымающая 65% от цены экспортируемой нефти при ее уровне выше 25 долл/барр, отложен на будущее момент запуска алгоритма исчисления НДС, учитывающий валовой доход по проектам добычи и позволяющий хотя бы частично дифференцировать налоговую нагрузку (в части НДС) в зависимости от географо-экономических условий освоения. Другие направления эффективного совершенствования механизма налогового регулирования добывающей отрасли, необходимость которых давно назрела и становится все острее (даже вопреки росту цен на нефть), практически не принимаются во внимание и, по сути, вычеркнуты из сферы формирования налоговой политики и политики недропользования.

Вместе с тем, очевидно, что исчерпание легкодоступных запасов и уже введенных в освоение месторождений, а также имеющее место ухудшение структуры ресурсной базы углеводородного сырья сделают актуальной проблему эффективного регулирования налоговой системы и адаптации ее к нуждам развития добывающей отрасли. Важно не упустить время и не довести оттягивание сроков принятия необходимых мер по ее совершенствованию до критического момента, за которым даже авральные шаги в этом направлении и радикальные изменения базовых элементов налоговой системы могут оказаться запоздалыми и ненужными и не смогут оградить добывающую отрасль от необратимых процессов деградации.

Как показывают проведенные оценки, принципиальных препятствий на пути будущего вовлечения в оборот нефтяных ресурсов и наращивания объемов добычи не предвидится. Проблемы в пределах региона – причем, уже в недалеком будущем – могут быть обусловлены геологическими аспектами, и в том числе – проблемами наращивания сырьевой базы в объемах, отвечающих темпам вовлечения в оборот запасов промышленных категорий и объемам добычи.

Масштабы этих работ и необходимые затраты существенны. А поскольку экономическая эффективность для инвесторов в рамках существующей налоговой системы находится на грани критической, необходимо безотлагательное проведение мероприятий, гарантирующих воплощение планов освоения этих ресурсов в жизнь. Это и усилия непосредственно государства, выражающиеся в необходимом финансировании определенных видов и объемов работ, и целенаправленная деятельность компаний-недропользователей. При этом государство должно выработать такую политику в области недропользования, чтобы потенциальному инвестору было выгодно вести ГРП и наращивать ресурсную базу, компенсируя собственную добычу необходимыми объемами прироста запасов. Перспективы для подобного наращивания ресурсной базы в пределах Ненецкого автономного округа, безусловно, существуют.

Литература

1. Аминов Л.З., Белонин М.Д., Богацкий В.И. и др. Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). С-Пб., ВНИГРИ, 2000, 311с.
2. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Отмас А.А. Проблемы подготовки и освоения запасов углеводородов Северо-Запада России // Комплексное изучение и освоение запасов и ресурсов углеводородного сырья Северо-Западного региона. – Сб. докл. – СПб.: Недра, 2005. – С.62-71.
3. Основные положения Программы комплексного освоения ресурсов углеводородного сырья Северо-Западного региона России до 2020 г. / Под ред. М.Д.Белониной, О.М.Прищепы. – СПб.: ВНИГРИ, 2005. – 276с.

4. Прищепа О.М., Григорьев Г.А., Отмас А.А. Результаты геолого-экономической оценки нефтеперспективных объектов нераспределенного фонда недр Ненецкого автономного округа // Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. – Сб.ст. III Междунар. конф. 24-28 июля 2002. – СПб.: Недра, 2003. – С.70-85.

5. Прищепа О.М. Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (северо-западный регион) в современных условиях. – СПб.: Недра, 2005. – 492с.

6. Прищепа О.М., Отмас А.А., Григорьев Г.А. и др. Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-Печорской провинции). – В сб.: ”Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов”, С-Пб, ВНИГРИ, 1999, С.93-101.