

УДК 553.98.042.003.1(088.2)(470.111)

Григорьев Г.А., Прищепа О.М., Отмас А.А. (старший)Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

На основе результатов геолого-экономической оценки участков недр в пределах суши Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции исследованы наиболее существенные факторы, предопределяющие коммерческий интерес недропользователей и перспективы вовлечения нефтяных ресурсов в изучение и последующее освоение. Это структура ресурсной базы с геолого-промысловых позиций (крупность и глубина залегания прогнозируемых объектов, продуктивность вмещающих отложений), наличие транспортной и производственной инфраструктуры, уровень налоговой нагрузки. Воздействие части этих факторов подлежит регулированию. Показаны возможные направления повышения инвестиционной привлекательности нефтяных активов, способные стимулировать лицензионный процесс в регионе.

Ключевые слова: ресурсы нефти, лицензирование, геолого-экономическая оценка, инвестиционная привлекательность Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП) характеризуется значительным потенциалом для расширения в первую очередь сырьевой базы нефтяной промышленности. Согласно результатам последней количественной оценки (по состоянию на 01.01.2009 г., ВНИГРИ), начальные суммарные ресурсы нефти ТПП оцениваются в 5,6 млрд. т (извлекаемые), из которых 2,9 млрд. т приурочены к территории Ненецкого автономного округа и 2,6 млрд. т – к территории Республики Коми. Незазведанная часть ресурсов нефти на суше составляет около 3 млрд. т. Большая часть их в настоящее время находится в пределах нераспределенного фонда недр (около 2,0 млрд. т). ТПП характеризуется неравномерностью распределения ресурсов нефти по территории (рис. 1). Значительная часть прогнозных ресурсов приурочена к центральной (Печоро-Колвинский авлакоген) и северо-восточной (Хорейверская впадина и Варандей-Адзвинская структурная зона) частям провинции. Эти районы существенно различаются по степени развитости добывающей и транспортной инфраструктуры [Прищепа и др., 2012; Прищепа, Богацкий, 2012; Прищепа, Подольский, 2012; Теплов и др., 2012].

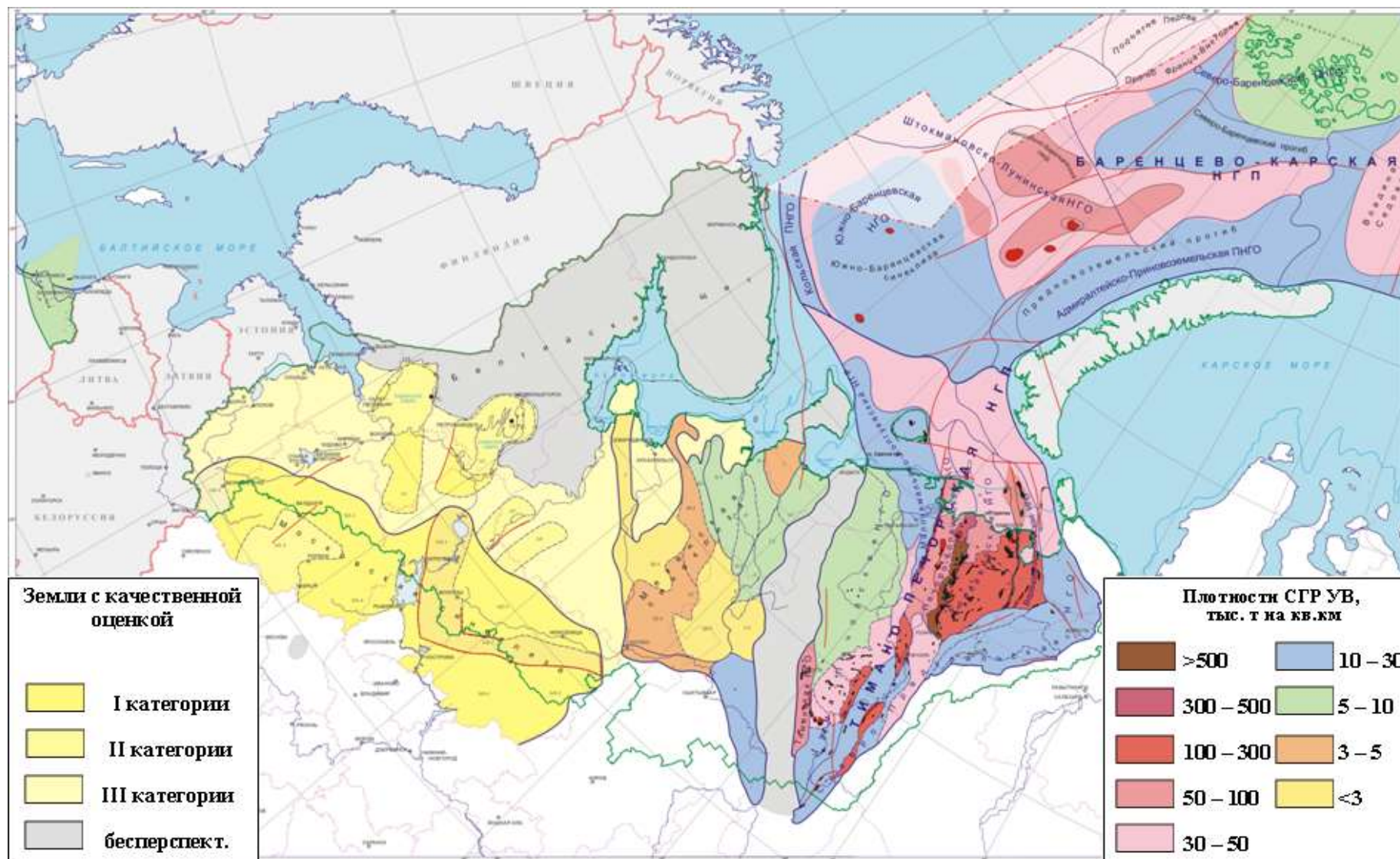


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности Северо-Западного Федерального округа, включая территорию Тимано-Печорской провинции, акваторий Баренцева, Печорского и Балтийского морей Балтийской нефтегазоносной области (в границах РФ) (Прищепа О.М. и др., 2005)

На экономические показатели добычных проектов и их инвестиционную привлекательность при всех прочих равных условиях (географо-экономические особенности территорий и степень их инфраструктурной обустроенности, цены на нефть и газ, налоговая система) наибольшее влияние оказывают геолого-промысловые характеристики нефтегазовых объектов, совокупность которых в существенной мере и определяет понятие структуры ресурсной базы углеводородов. Это в первую очередь крупность залежей нефти и газа, глубина залегания, продуктивность перспективных комплексов отложений [Григорьев, 2010]. Все они предопределяются спецификой нефтегеологического строения отдельных территорий и в значительной мере обусловлены приуроченностью залежей к тем или иным нефтегазоносным комплексам.

Во ФГУП «ВНИГРИ» в 2014 г. проводилась геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов углеводородов ТПП по состоянию изученности на 01.01.2009 г. Оценка отвечает современным макроэкономическим условиям и действующей налоговой системе, учтены некоторые геологические риски (в частности, коэффициент успешности поискового бурения принят на уровне 0,33). Оценка осуществлена в соответствии с действующими методическими рекомендациями по ее проведению [Методическое руководство..., 2000].

Полученные результаты свидетельствуют о том, что и объем прогнозных ресурсов, и экономическая эффективность перспективной ресурсной базы значительно меняются в зависимости от нефтегеологических особенностей той или иной площади. Приводимые сводные оценки по нефтегазоносным областям (оценки отвечают ставке дисконтирования 10%) демонстрируют разброс доли рентабельной части ресурсного потенциала нефти в диапазоне от 14,7 до 62,9%, в целом по ТПП достигая примерно 1,35 млрд. т или 45,3% от объема прогнозных ресурсов (рис. 2).

Дифференциация по разрезу осадочной толщи варьирует в еще более широких пределах - в зависимости от принадлежности к нефтегазоносному комплексу (и, соответственно, от промыслово-технологических характеристик продуктивных отложений), а также от глубин залегания прогнозных объектов разработки доля рентабельной части изменяется от 0-15,1% в пределах нижнепермского и нижнекаменноугольного терригенного комплексов отложений до 49,4-60,3% - в нижнекаменноугольном и доманиково-турнейском карбонатных комплексах (рис. 3).

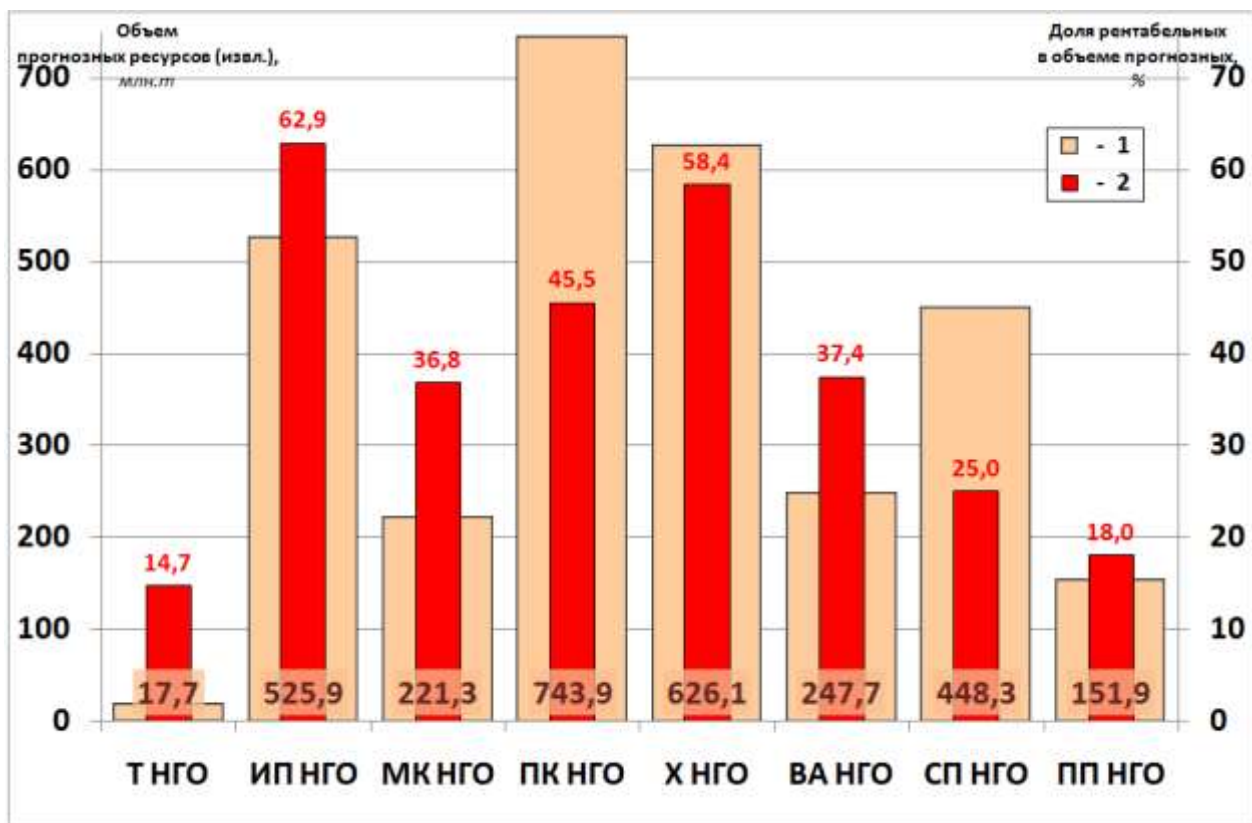


Рис. 2. Распределение прогнозных ресурсов нефти

Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по нефтегазоносным областям

1 – объем прогнозных ресурсов; 2 – доля рентабельных ресурсов; нефтегазоносные области: Т НГО – Тиманская НГО, ИП НГО – Ижма-Печорская НГО, МК НГО – Малоземельско-Колгуевская НГО, ПК НГО – Печоро-Колвинская НГО, Х НГО – Хорейверская НГО, ВА НГО – Варандей-Адзвинская НГО, СП НГО – Северо-Предуральская НГО, ПП НГО – Припайхойско-Приновоземельская НГО.

Переход на более локальный уровень характеристики нефтегеологического потенциала, например, к анализу перспективной ресурсной базы лицензионных участков – свидетельствует о несопоставимо большей дифференциации получаемых оценок, обусловленной в первую очередь большим разнообразием конкретных характеристик нефтегазоносности этих территорий. В качестве примера рассмотрим результаты геолого-экономической оценки участков в пределах Ненецкого автономного округа (НАО) (северная часть ТПП), выставляемых на конкурс в 2014 г. (рис. 4-7).

Объем прогнозной ресурсной базы нефти (по извлекаемым), представленной как локализованными (С3+D1), так и нелокализованными ресурсами, колеблется от участка к участку в диапазоне от 10,8 до 41,2 млн. т (в том числе локализованные от 3,8 до 19,0 млн. т, нелокализованные от 6,0 до 25,9 млн. т) при суммарной оценке ресурсов нефти по всем участкам около 168,8 млн. т (в том числе локализованные 82,9 млн. т, нелокализованные 85,9 млн. т).

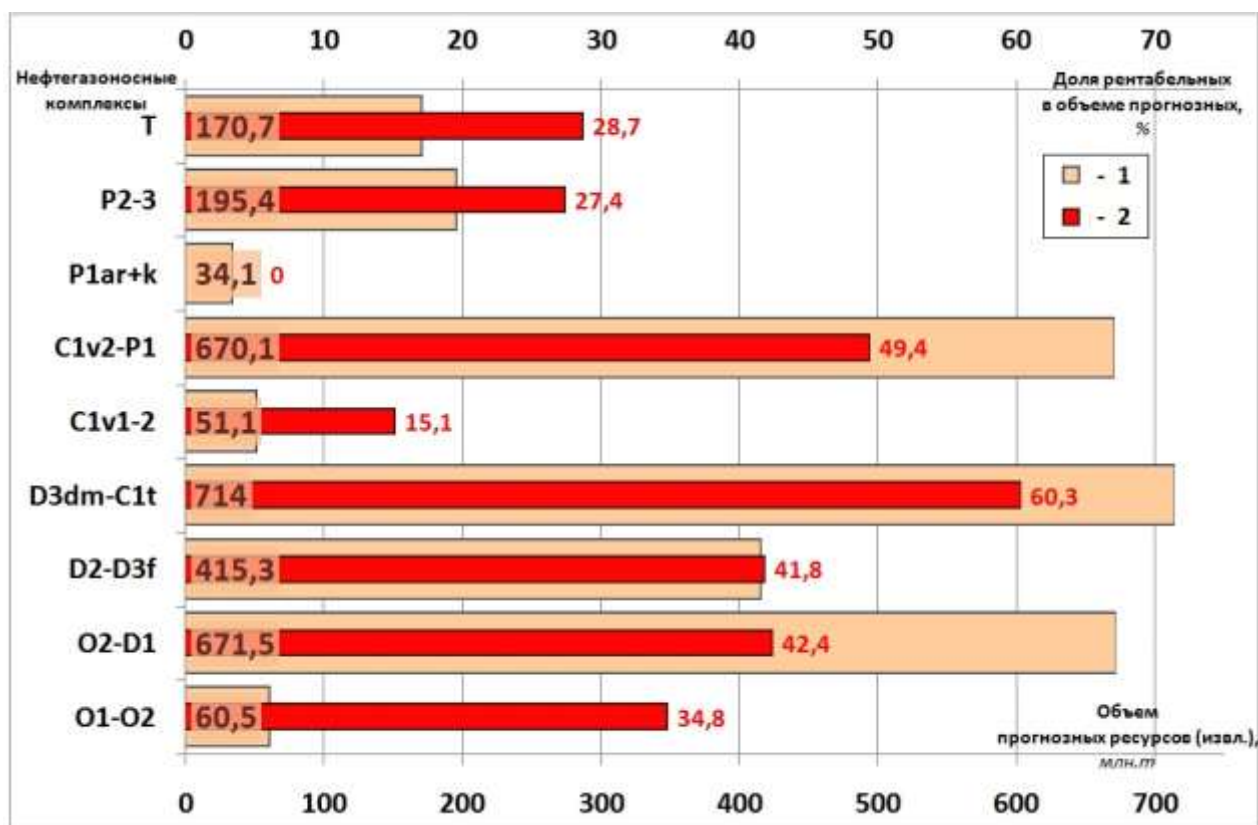


Рис. 3. Распределение прогнозных ресурсов нефти Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по нефтегазоносным комплексам

1 – объем прогнозных ресурсов; 2 – доля рентабельных ресурсов. Нефтегазоносные комплексы: T – триасовый терригенный, P2-3 – средне-верхнепермский терригенный, P1ar+k – нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный, C1v2-P1 – верхневизейско-нижнепермский карбонатный, C1v1-2 – нижне-верхневизейский терригенный, D3dm-C1t – доманиково-турнейский карбонатный, D2-D3f – среднедевонско-франский терригенный, O2-D1 – среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный, O1-O2 – нижне-среднеордовикский терригенный.

При этом прогнозная часть локализованных ресурсов, отнесенная к рентабельно извлекаемым при заложенных макроэкономических условиях, не превышает 51,7 млн. т в варианте оценки каждой из залежей как независимых объектов опоискования и последующей разработки (вариант наименьшего уровня геологических рисков) и 63,9 млн. т – в варианте совместного опоискования и освоения объектов в случае их приуроченности к одной структуре (соответственно, 62,3 и 77,0% в объеме локализованной ресурсной базы или 30,6 и 37,8% от общего объема извлекаемых ресурсов нефти по всем семи участкам недр) (см. рис. 4). Наличие значительной по объему нелокализованной части увеличивает общий потенциал и инвестиционную привлекательность соответствующих объектов лицензирования, окончательная геолого-экономическая характеристика которого возможна после проведения дополнительных объемов геологоразведочных работ в их пределах.

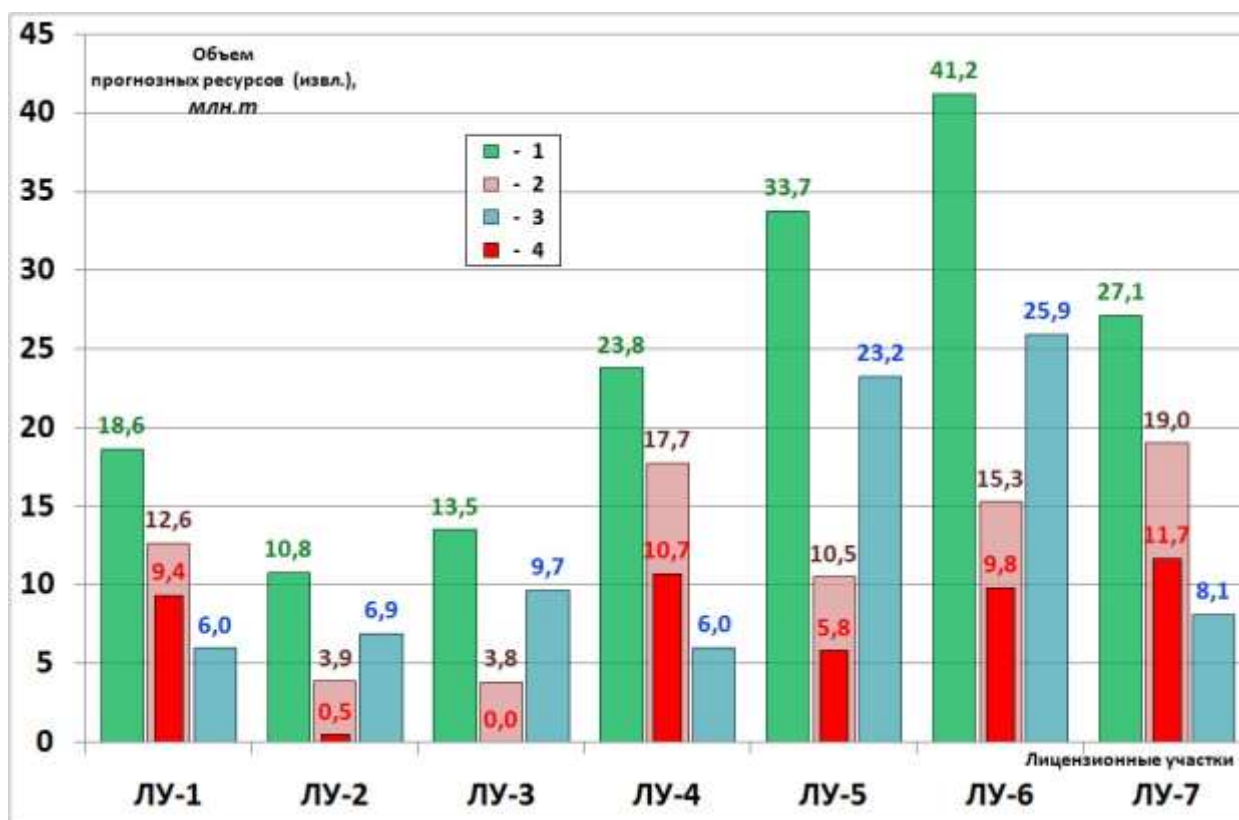


Рис.4. Сравнительная характеристика ресурсной базы нефти лицензионных участков в пределах Ненецкого автономного округа

1 – объем прогнозируемых ресурсов нефти; 2 – в том числе локализованных ресурсов; 3 – нелокализованных ресурсов; 4 – объем рентабельных ресурсов в составе локализованных. ЛУ – лицензионный участок.

Приведенные характеристики в пределах отдельных участков сильно варьируют, и для ряда из них (2 участка с ресурсами 10,8-13,7 млн. т) доля рентабельных в общем объеме ресурсного потенциала составляет 0-4,9%, для остальных, общий ресурсный потенциал каждого из которых оценивается в 18,6-41,2 млн. т, доля рентабельной части достигает 18,7-53,3% (от объема локализованных ресурсов).

Себестоимость освоения рентабельной части ресурсного потенциала лежит в диапазоне 140,4-201,4 долл. США/т и в среднем по всем рентабельным объектам оценивается в 157,3 долл. США/т (без учета затрат на транспорт до потребителя, которые приняты на уровне 30 долл. США/т). Стоимость подготовки запасов (сейсмические исследования и глубокое бурение) оценивается в среднем по каждому из участков на уровне 3,3-12,9 долл. /т, в среднем по всему объему рентабельных ресурсов – 7,3 долл. США/т (см. рис. 5). Следует учитывать, что коэффициент успешности в процессе проведения геолого-экономической оценки принят равным 1,0, а оценка каждого из объектов рассматривалась в варианте независимого их опосредования и последующего освоения; все это накладывает свой отпечаток на полученные результаты.

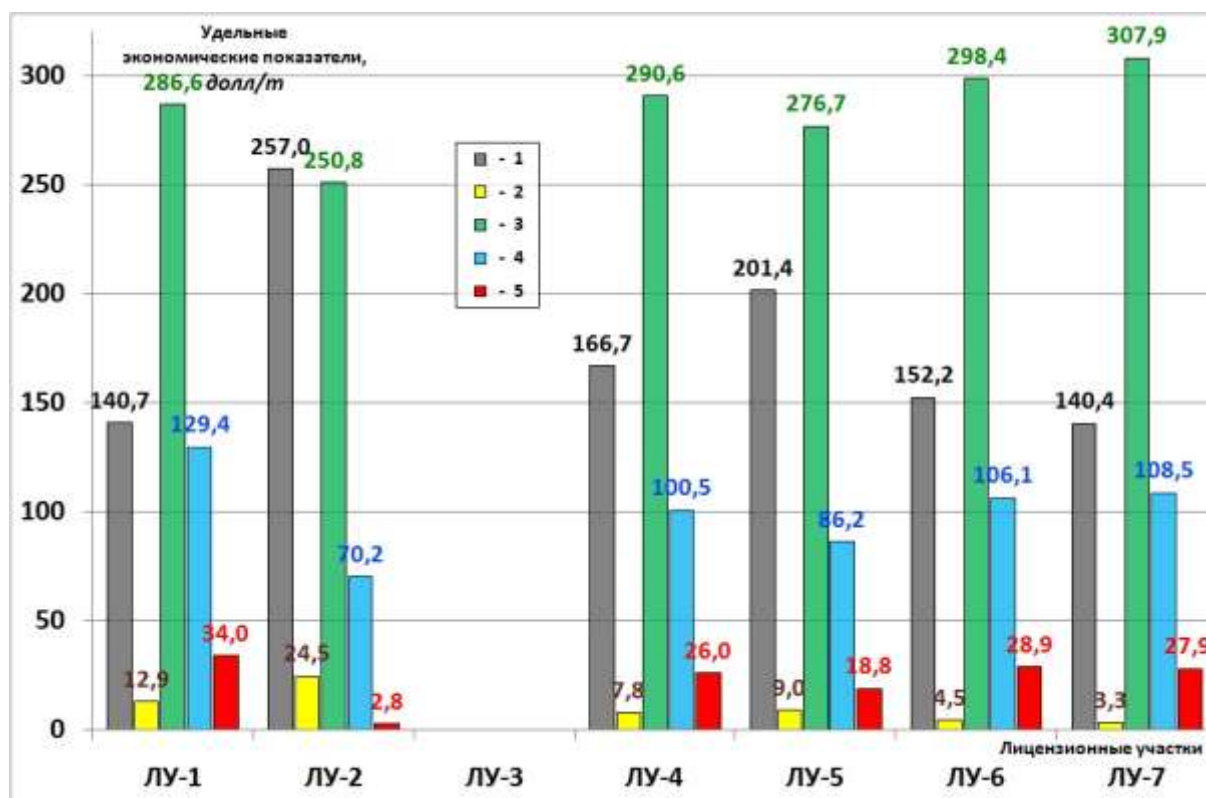


Рис. 5. Сравнительная характеристика экономической эффективности освоения рентабельной части ресурсной базы нефти лицензионных участков в пределах Ненецкого автономного округа 1 – себестоимость освоения (автономное освоение, без учета транспорта); 2 – в том числе затраты на геологоразведочные работы; 3 – удельная налоговая нагрузка; 4 – удельная чистая прибыль; 5 – удельный чистый дисконтированный доход ($i_0 = 10\%$). ЛУ – лицензионный участок.

Согласно полученным оценкам, удельный чистый дисконтированный доход (ЧДД, ставка дисконтирования 10%) от эксплуатации рентабельной части ресурсной базы, составляет 27,5 долл. США/т при дисконтированных удельных доходах государства на уровне 110,9 долл. США/т (недисконтированные удельная прибыль недропользователей и удельные налоговые поступления оцениваются в 107,2 и 293,5 долл. США/т соответственно).

Учитывая специфику структуры ресурсной базы оцениваемых объектов (преобладают мелкие и мельчайшие по объему ресурсного потенциала объекты – это объекты преимущественно мельче 2-3 млн. т по извлекаемым) и общую тенденцию реформирования отечественной налоговой системы в нефтегазовой сфере, направленную на повышение инвестиционной привлекательности подобных объектов (в частности, через предоставление существенных льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для объектов мельче 5 млн. т), существует определенный резерв для наращивания инвестиционной привлекательности таких объектов и повышения их экономической привлекательности для недропользователей.

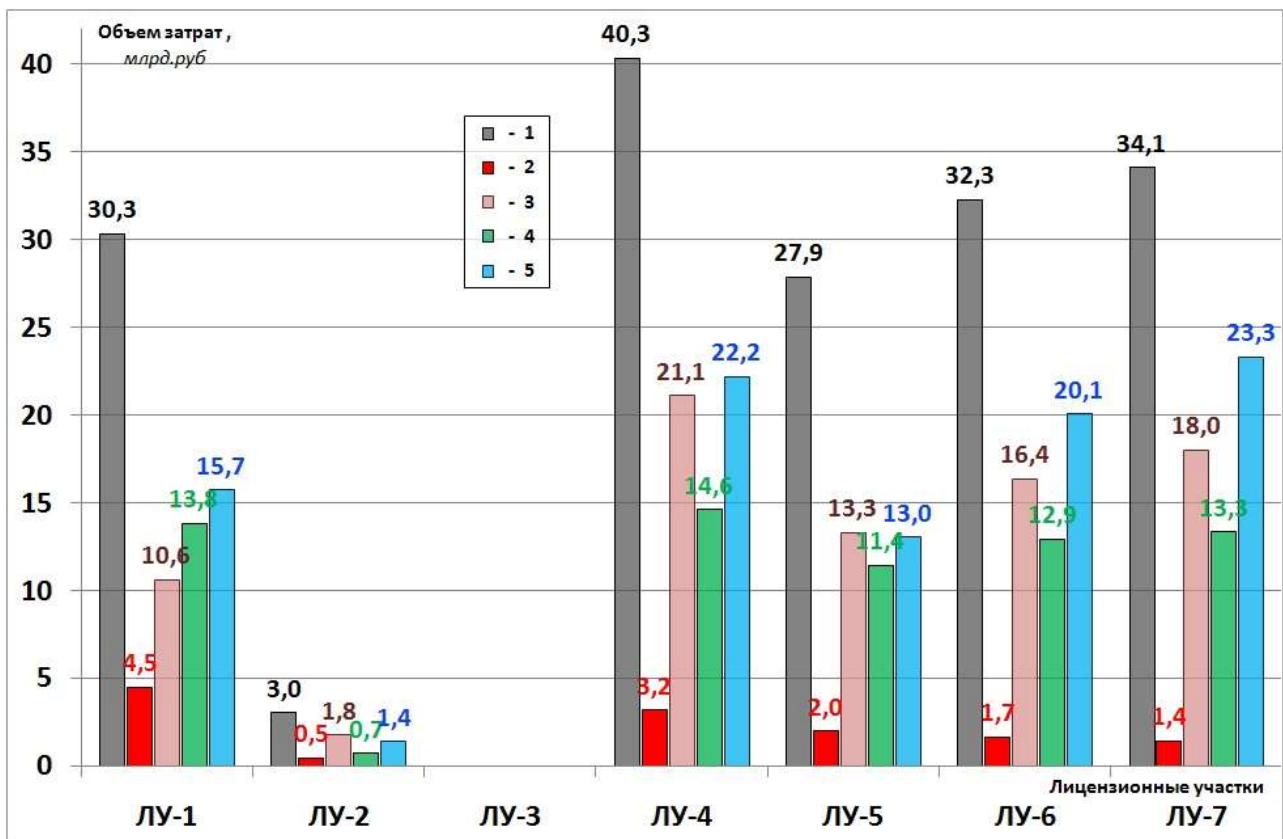


Рис. 6. Объем затрат на освоение рентабельных ресурсов в пределах Ненецкого автономного округа

1 – объем инвестиций в освоение (всего); 2 – в том числе затраты на геологоразведочные работы; 3 – затраты на эксплуатационное бурение; 4 – затраты на обустройство; 5 – объем эксплуатационных затрат (исключая транспорт). ЛУ – лицензионный участок.

Общий объем чистой прибыли недропользователей и налоговых поступлений от эксплуатации рентабельной части ресурсов нефти рассматриваемых участков достигает, соответственно, 179,6 и 491,7 млрд. руб. или 5,13 и 14,05 млрд. долл. США при общем объеме инвестиций в освоение на уровне 167,9 млрд. руб. (включая 13,2 млрд. руб. на проведение геологоразведочных работ) (см. рис. 6, 7).

Характеристика нефтегазового потенциала любого участка может быть представлена с той или иной степенью достоверности – как по структуре (общий объем ресурсов, их распределение по комплексам отложений и глубинам залегания, по фильтрационно-емкостным свойствам потенциальных коллекторов и промысловым характеристикам и т.д.), так и с геолого-экономических позиций. Вместе с тем очевидно, что даже в пределах участков, нашедших «своего» недропользователя, далеко не на каждом из них следует ожидать реализации добычных проектов и далеко не весь ресурсный потенциал будет вовлечен в поисково-разведочный процесс и последующее освоение [Григорьев, 2010; Кимельман, Подольский, 2010; Прищепа, 2005].

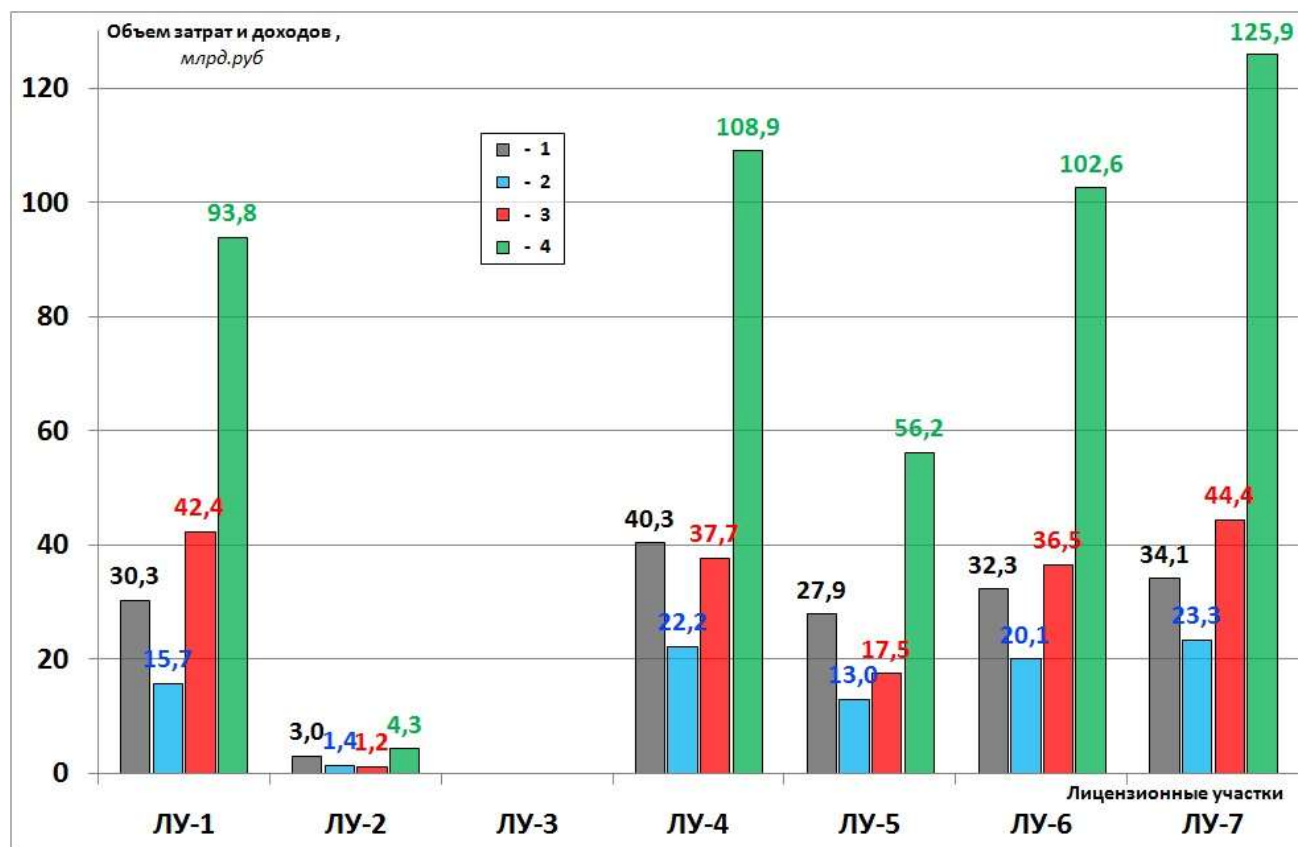


Рис. 7. Объем затрат и доходов по рентабельным проектам в пределах лицензионных участков в пределах Ненецкого автономного округа

1 – объем инвестиций в освоение (всего); 2 – объем эксплуатационных затрат (исключая транспорт); 3 – объем чистой прибыли; 4 – объем налоговых отчислений. ЛУ – лицензионный участок.

Существенная часть ресурсного потенциала оказывается вне сферы инвестиционных интересов недропользователей. Здесь наряду с геолого-промысловыми факторами огромную роль играют макроэкономические условия недропользования, в частности, наличие транспортной и производственной инфраструктуры или необходимость соответствующих весьма обременительных затрат по этой статье, налоговый режим по добычным проектам, наконец, цены на углеводородное сырье. Применительно к подобным объектам для территории ТПП и, в частности, рассматриваемым объектам лицензирования, характеризующейся высоким уровнем неопределенности углеводородных ресурсов и низкими показателями качества прогнозной ресурсной базы, огромное значение приобретает такой фактор, как успешность геологоразведочных работ.

Приведенные показатели по семи лицензионным участкам НАО, отвечающие геолого-экономической оценке на начало 2014 г., вполне рельефно представляют дифференциацию подобных объектов и возможную привлекательность для потенциальных инвесторов. Основу ресурсной базы этих участков составляют локализованные ресурсы объектов, выявленных в их пределах сейсмическими работами. Оценка ресурсов (ее уточнение)

выполнена специалистами ВНИГРИ. Полученные характеристики экономической эффективности рентабельной части ресурсного потенциала можно рассматривать как вполне привлекательные, то есть выходящие на уровень нормальной и даже высокой доходности инвестиций, при этом геолого-промысловые показатели можно оценить как в существенной мере консервативные (то есть включающие определенную долю геологических рисков). Повышение достоверности структуры ресурсов, сопряженное с проведением даже минимальных объемов геологоразведочных работ, способно существенно снизить уровень рискованной составляющей и тем самым уточнить приводимые оценки, скорректировав соответствующим образом востребованность рассматриваемых лицензионных участков, а значит и ресурсной базы, локализующейся в их пределах.

Известно, что оценки экономической эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов зависят (наряду с макроэкономическими – цены на нефть и газ, наличие транспортной инфраструктуры, налоговая система) от целого ряда геолого-промысловых характеристик (величина запасов или ресурсов объекта, продуктивность скважин как интегральная характеристика целого комплекса геолого-промысловых параметров залежи включая свойства нефти, глубина залегания).

Механизм их влияния на экономические показатели вполне прозрачен, поскольку все эти факторы практически напрямую сопряжены с объемом инвестиций (капитальных затрат) в проект – 1) чем больше запасы (Q_i), тем меньше удельные затраты на обустройство и на транспортно-производственную инфраструктуру, что способствует повышению экономических показателей; 2) чем больше дебит скважин (начальный рабочий, D_0), тем меньший фонд скважин требуется для отработки запасов (и тем меньше капзатраты на бурение) и значит тем выше экономические показатели объекта при всех прочих равных условиях; 3) чем больше глубина залегания (H), тем дороже скважины и тем большие инвестиции требуются по этой статье, тем ниже экономические показатели проекта.

Как показывает практика, вследствие одновременного проявления этих факторов (наряду с перечисленными выше макроэкономическими) получить более-менее приемлемые зависимости показателей экономической эффективности проектов от каждого из наиболее существенных геолого-промысловых факторов невозможно. Однако, как показал наш собственный опыт, их комплексирование в виде некоего интегрального показателя $K_{тэ} = Q_i \cdot D_0 / H$ (условно, показатель технологической эффективности запасов конкретного объекта, который можно рассматривать как количественную характеристику качества запасов или ресурсов оцениваемых объектов опоискования и последующей разработки) позволяет получить вполне явно выраженные корреляционные зависимости между

значением этого показателя и оценками экономической эффективности соответствующих проектов.

Исходя из содержательного наполнения данной характеристики (Ктэ), очевидно, что с возрастанием ее значения удельные капитальные затраты в освоение (и в том числе осредненная себестоимость) снижаются; наоборот, с уменьшением этого показателя себестоимость освоения растет и начиная с какого-то уровня проекты переходят в категорию низкорентабельных и нерентабельных. Пороговое значение себестоимости в этих условиях напрямую сопряжено с пороговым значением величины Ктэ (и зависит от уровня цен на нефть и налоговой нагрузки).

С учетом наличия определенной специфики в решениях по обустройству, режиму разработки для объектов разных классов крупности и, соответственно, вследствие получающегося различия в оценках себестоимости освоения, подобные зависимости для объектов разной крупности (например, 0,3-1,0, 1-3, 3-10 млн. т) в общем случае несколько дифференцируются, а на графиках группы таких объектов «распадаются».

Это прекрасно видно на рис. 8 и 9, где основная группа объектов представлена залежами преимущественно менее 1,5-2,0 млн. т (по извлекаемому), имеющими оценки Ктэ менее 40 ед., но есть группа объектов с прогнозными ресурсами более 4-5 млн. т, которые выделяются из общей зависимости (Ктэ более примерно 50 ед.). Критическим порогом по экономической эффективности проектов, считающейся приемлемой для инвесторов, принято считать величину внутренней нормы рентабельности или доходности (ВНР), соответствующую ставке дисконтирования (в данном случае $i_0 = 10\%$); при этом значение ЧДД при ВНР = 10% будет равно 0. Соответственно, критическим порогом по ЧДД будет значение этой оценки, равное 0. ВНР – это среднегодовая норма доходности инвестиций (аналог банковского процента на вложенный капитал). При ВНР = 10% в случае использования собственных средств инвестор получает нормальную прибыль (прибыль, соответствующую ставке дисконтирования), при ВНР > 10% он получает нормальную прибыль в размере 10% на вложенный капитал плюс сверхдоход в объеме, равном величине ЧДД.

При $0\% < \text{ВНР} < 10\%$ инвестор получает лишь среднегодовой доход в размере годовых, соответствующих величине ВНР; никакого сверхдохода нет, при этом величина ЧДД отрицательна, что свидетельствует о недополучении нормальной прибыли (прибыли в объеме ставки дисконтирования).

При ВНР < 0% (чисто технически возможно получение и отрицательного значения этого показателя) инвестиции даже не окупаются, при этом оценки ЧДД также отрицательны

и характеризуют объем недополученной нормальной прибыли (но уже с учетом невозвращенных средств по инвестициям в проект).

В случае использования полностью заемных средств ВНР, равную ставке дисконтирования (5%, 10%, 15% и т.д.), рассматривают как предельную «цену» заемного капитала, то есть как предельный процент, под который допустимо получение инвестиционного займа. В этом случае при $ВНР = i_0$ недропользователь может рассчитывать только на погашение ставки по кредиту, он сам останется без прибыли. При $ВНР > i_0$ он еще получит и сверхдоход в объеме ЧДД, который станет его прибылью.

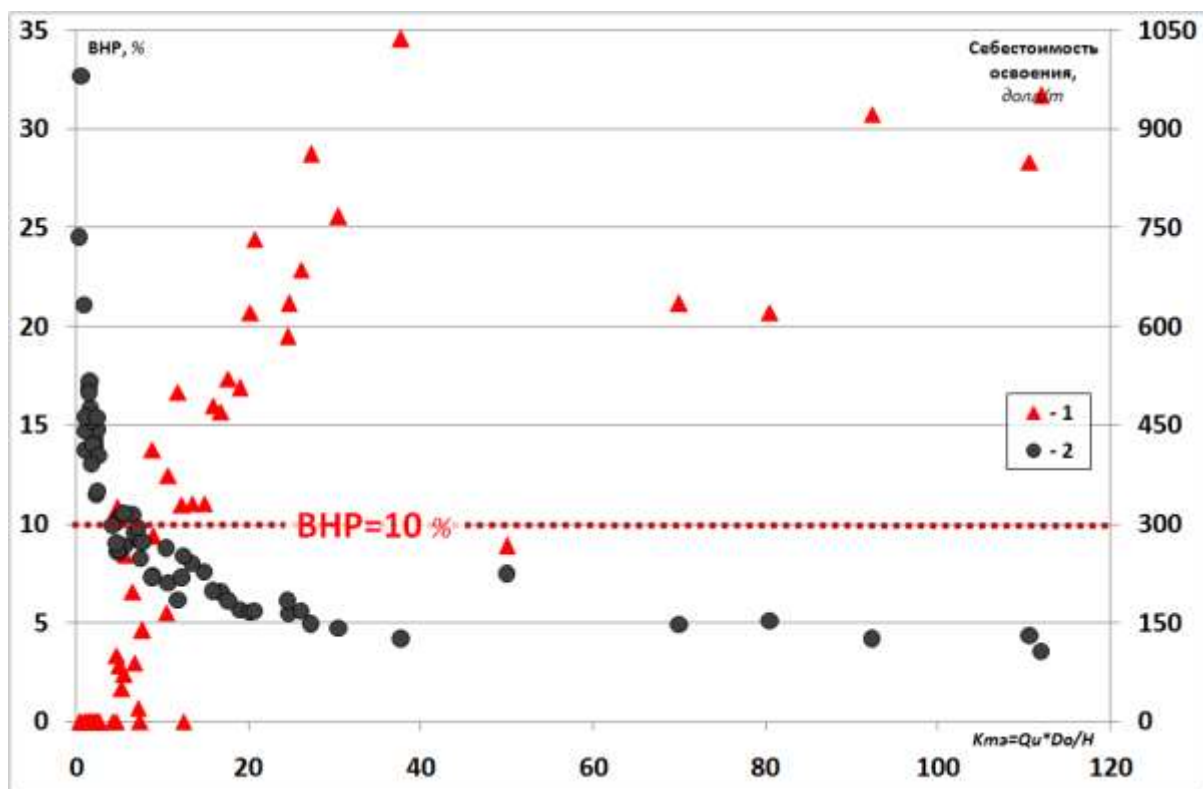


Рис. 8. Зависимость эффективности проектов освоения по величине внутренней нормы рентабельности или доходности от параметра, характеризующего качество ресурсной базы при учете всех локальных объектов участков, включая нерентабельные
1 – оценки ВНР; 2 – себестоимость освоения (без учета транспортного тарифа).

Анализ приводимых номограмм позволяет увязать экономические показатели будущих проектов с качеством ресурсной базы в пределах лицензируемой территории. На этих номограммах объединены все объекты рассматриваемых участков – это позволяет получить более статистически обоснованные зависимости, а близость геологического строения территории этих участков, схожесть в общих чертах нефтегеологических характеристик перспективных объектов допускают возможность такого объединения.

Чтобы вывести объекты, приуроченные к критической зоне показателя $K_{тэ}$ в экономически эффективные, возможны 3 пути (при неизменных крупности конкретного

объекта и глубине его залегания) – 1) снизить себестоимость посредством оптимизации инфраструктуры – в том числе и транспортной и производственной; 2) за счет применения прогрессивных технологий вскрытия пласта и заканчивания скважин обеспечить максимально возможный (и технологически допустимый, обоснованный) дебит эксплуатационных скважин; 3) снизить налоговую нагрузку – например, посредством обеспечения дополнительных льгот (в том или ином формате) для мелких и мельчайших объектов эксплуатации.

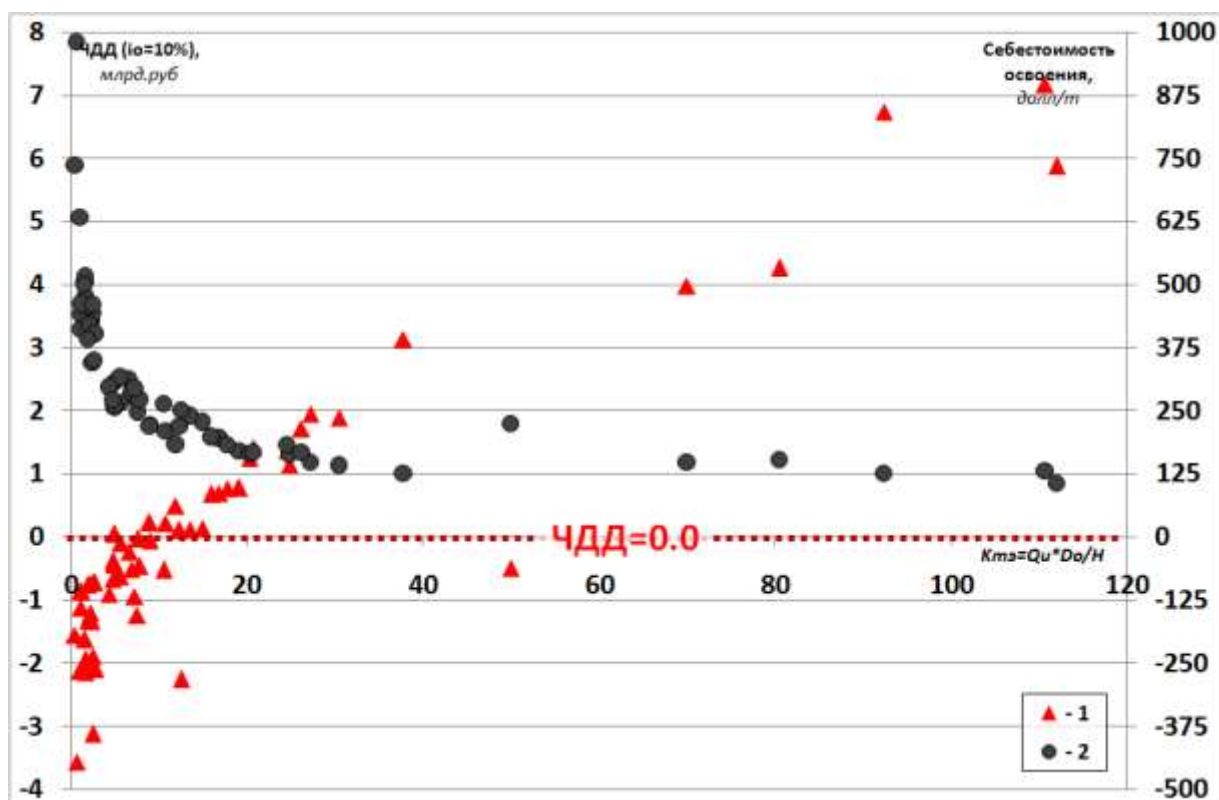


Рис. 9. Зависимость эффективности проектов освоения по величине внутренней нормы рентабельности или доходности от параметра, характеризующего качество ресурсной базы при учете всех локальных объектов участков, включая нерентабельные
1 – оценки ЧДД; 2 – себестоимость освоения (без учета транспортного тарифа).

По мере реализации соответствующих мероприятий критический порог по показателю $K_{тэ}$ будет сдвигаться влево по оси «качества ресурсной базы», увеличивая объем рентабельных и, соответственно, инвестиционно привлекательных ресурсов. Учитывая наблюдающийся прогресс в развитии техники и технологий нефтедобычи, данное направление можно рассматривать как вполне реальный и мощный инструмент для повышения заинтересованности недропользователей в приобретении подобных активов. Роль государства при этом может быть самой активной и способной регулировать инвестиционный интерес в самом широком диапазоне посредством налогового регулирования, реализации оптимальной политики в сфере развития инфраструктуры,

проведения за счет бюджетного финансирования региональных и даже поисковых работ на слабо освоенных территориях.

Выводы

- 1) Ресурсный потенциал Тимано-Печорской провинции (ее сухопутной части) позволяет говорить о наличии значительных объемов экономически привлекательных резервов для дополнительного наращивания в пределах региона добычи нефти, возможности поддержания ее на более высоком уровне в течение достаточно длительного периода;
- 2) Потенциал подобного наращивания и по абсолютной величине и по динамике во времени будет определяться не только структурой прогнозных ресурсов, но и эффективностью государственной политики в сфере недропользования;
- 3) В качестве неотъемлемых элементов такой политики, направленной на повышение инвестиционной привлекательности добычных проектов, должны рассматриваться наращивание региональных нефтегеологических исследований, развитие транспортной и производственной инфраструктуры в регионе, выработка более адекватного налогового законодательства;
- 4) При этом налоговая система должна быть ориентирована не только на формирование инвестиционного интереса к технологически «худшей» части ресурсного потенциала, но и стимулировать недропользователей к более полному изучению недр, к применению передовой техники и новейших технологий освоения.

Литература

Григорьев Г.А. Инвестиционная привлекательность ресурсной базы углеводородного сырья // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* - 2010. - Т.5. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/3/44_2010.pdf

Кимельман С., Подольский Ю. Ниже оптимизма, выше пессимизма. Возможное развитие нефтяного комплекса России до 2030 года // *Нефтегазовая вертикаль.* - 2010. - №6. - С. 22-30.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. - М.: МПР РФ, ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

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

Прищепа О.М., Богацкий В.И. Перспективы малоизученных районов и неоцененных горизонтов Тимано-Печорской провинции как результат уточнения схемы тектонического районирования // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2012. - №2. - С. 4-12.

Прищепина О.М., Житников В.А., Богацкий В.И., Огородник Я.Я., Орлова Л.А., Отмас Ал.А., Чумакова О.В. Перспективы расширения сырьевой базы нефти и газа в малоизученных районах Северо-Западного ФО // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России: сб. материалов научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 4-7 июня 2012 г.). – СПб.: ВНИГРИ, 2012. – С. 72-82.

Прищепина О.М., Подольский Ю.В. Перспективы нефтедобычи в России // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России: сб. материалов научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 4-7 июня 2012 г.). – СПб.: ВНИГРИ, 2012. – С. 82-99.

Теплов Е.Л., Куранов А.В., Никонов Н.И., Тарбаев М.Б., Хабаров А.Б. Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Республики Коми: современное состояние, перспективы // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России: сб. материалов научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 4-7 июня 2012 г.). – СПб.: ВНИГРИ, 2012. – С. 106-116.

Grigor'ev G.A., Prishchepa O.M., Otmas A.A. (Senior)

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

UNLICENSED AREA OF TIMAN-PECHORA PROVINCE: EVALUATION OF INVESTMENT ATTRACTIVENESS OF LOCAL OBJECTS

On the basis of the results of geological and economic evaluation of subsoil blocks within the Timan-Pechora province the most significant determinants of commercial interest of subsoil users and perspectives of involving oil resources in the study and subsequent development are investigated, i.e. structure of the resource base from geological point of view (size and depth of occurrence of the projected objects, productivity of host deposits), the availability of transport and production infrastructure, and the level of the tax burden. The influence of some of these factors is subject to regulation. The possible ways of increasing the investment attractiveness of oil assets that can stimulate licensing process in the region are described.

Keywords: oil resources, licensing, geological and economic evaluation, investment attractiveness, Timan-Pechora province.

References

Grigor'ev G.A. *Investitsionnaya privlekatel'nost' resursnoy bazy uglevodorodnogo syr'ya* [Investment attractiveness of the hydrocarbon resource base]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 4 available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/44_2010.pdf

Kimel'man S., Podol'skiy Yu. *Nizhe optimizma, vyshe pessimizma. Vozmozhnoe razvitie neftyanogo kompleksa Rossii do 2030 goda* [Low optimism, high pessimism. Possible development of the oil industry of Russia until 2030]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2010, no. 6, p. 22-30.

Prishchepa O.M. *Metodologiya i praktika vosproizvodstva zapasov nefti i gaza (Severo-Zapadnyy region) v sovremennykh usloviyakh* [Methodology and practice of oil and gas reserves renewing (Northwest region) in modern conditions]. Saint Petersburg: Nedra, 2005, 492 p.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I. *Perspektivy maloizuchennykh rayonov i neotsenennykh gorizontov Timano-Pechorskoy provintsii kak rezul'tat utochneniya skhemy tektonicheskogo rayonirovaniya* [Prospects of poorly studied areas and non evaluated strata of Timan-Pechora province as a result of tectonic zonation schemes clarification]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2012, no. 2, p. 4-12.

Prishchepa O.M., Podol'skiy Yu.V. *Perspektivy neftedobychi v Rossii* [Prospects for oil production in Russia]. *Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoy bazy nefti i gaza severa evropeyskoy chasti Rossii* [Comprehensive study and development of the resource base of oil and gas of north of the European part of Russia]: Proceedings of scientific-practical conference (St. Petersburg, June 4-7, 2012). Saint Petersburg: VNIGRI, 2012, p. 82-99.

Prishchepa O.M., Zhitnikov V.A., Bogatskiy V.I., Ogorodnik Ya.Ya., Orlova L.A., Otmas A.A., Chumakova O.V. *Perspektivy rasshireniya syr'evoy bazy nefti i gaza v maloizuchennykh rayonakh Severo-Zapadnogo FO* [Enlargement perspective of the resource base of oil and gas in the poorly studied areas of the North-West Federal District]. *Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoy bazy nefti i gaza severa evropeyskoy chasti Rossii* [Comprehensive study and development of the resource base of oil and gas of north of the European part of Russia]: Proceedings of scientific-practical conference (St. Petersburg, June 4-7, 2012). Saint Petersburg: VNIGRI, 2012, p. 72-82.

Teplov E.L., Kuranov A.V., Nikonov N.I., Tarbaev M.B., Khabarov A.B. *Mineral'no-syr'evaya baza uglevodorodnogo syr'ya Respubliki Komi: sovremennoe sostoyanie, perspektivy* [Hydrocarbon resources of Komi Republic: current state, perspectives]. *Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoy bazy nefti i gaza severa evropeyskoy chasti Rossii* [Comprehensive study and development of the resource base of oil and gas of north of the European part of Russia]:

Proceedings of scientific-practical conference (St. Petersburg, June 4-7, 2012). Saint Petersburg: VNIGRI, 2012, p. 106-116.

© Григорьев Г.А., Прищеп О.М., Отмас А.А. (старший), 2014