

УДК 553.98.042.001.33+336.2:622.276

Григорьев Г.А.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vniagri.ru

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ КАК ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Рассмотрены элементы новой Классификации запасов углеводородного сырья, характеризующие экономическую составляющую нефтегазовых объектов. На примере нефтяных объектов в пределах территории Ненецкого автономного округа и Республики Коми (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) проанализированы ее возможности с точки зрения адекватной оценки инвестиционной привлекательности ресурсной базы углеводородов. Отмечены недостатки Классификации, связанные с игнорированием в предлагаемой системе оценок налоговой компоненты. Предложен механизм оптимизации налоговой нагрузки на инвестиционные проекты в данной сфере экономики, учитывающий качество ресурсной базы, макроэкономические условия их реализации и интересы государства в формировании эффективной политики недропользования и оптимизации бюджетных поступлений.

Ключевые слова: классификация запасов, геолого-экономическая оценка, инвестиционная привлекательность, нефть, газ, ресурсная база, налоги, инвестиции, экономика, промысловые характеристики, Ненецкий автономный округ, Республика Коми, Тимано-Печорская провинция.

Особенности нынешнего состояния нефтегазодобычи в России обусловлены существенной выработанностью имеющейся сырьевой базы и преобладанием в структуре активных остаточных, высоко обводненных и трудно извлекаемых запасов. В результате падения объемов ГРП в течение последнего десятилетия, отсутствия рациональной государственной политики в области недропользования и, как следствие, систематического невосполнения ресурсной базы приростами новых запасов на сегодня, по существу, исчерпан резерв не только для наращивания добычи, что декларируется в новой Стратегии развития отрасли до 2030 г., но и ее поддержания хотя бы на достигнутом уровне, и даже недопущения обвального падения добычного потенциала уже в ближайшие годы. Эта проблема приобрела особенную остроту для нефтяной подотрасли.

В сложившихся условиях важнейшей задачей в сфере недропользования является воспроизводство сырьевой базы углеводородов в объемах, достаточных для внутреннего потребления и обеспечения экспортных поставок. При этом необходимо учитывать, что в условиях рыночной экономики сырьевая база углеводородов формируется лишь из рентабельных месторождений.

Одним из резервов восполнения сырьевой базы углеводородов в России является нераспределенный фонд недр (НФН), суммарный объем извлекаемых запасов которого достигает, по существующим оценкам, 2,9 млрд. т по нефти и 5,3 трлн. м³ - по газу. Однако значительная часть месторождений нераспределенного фонда недр относится к мелким и мельчайшим, характеризуется относительно более худшими промыслово-технологическими параметрами вмещающих отложений, находится в регионах со слабо развитой или вовсе отсутствующей производственной и транспортной инфраструктурой, что в существенной мере предопределяет перспективы вовлечения их в промышленный оборот, по меньшей мере, как неоднозначные.

Новая Классификация запасов и ресурсов нефти и газа [Классификация запасов..., 2005; Методические рекомендации по применению..., 2007], проект которой подготовлен и в настоящее время осуществляется апробация на объектах нераспределенного фонда недр, призвана скорректировать существующие представления об имеющемся ресурсном потенциале с целью формирования и реализации более адекватной политики в данной стратегически важной сфере экономики России. Работа, возглавляемая ФГУП «ВНИГРИ», осуществляется силами ведущих нефтяных геологоразведочных институтов всех регионов страны [Искрицкая, Григорьев, 2009].

Впервые в отечественной классификации приоритетное значение отводится системе экономических показателей. Это обусловлено как переходом к рыночной экономике и изменением нормативно-правовой базы в области недропользования, так и необходимостью соответствия экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа международным стандартам. Распоряжением Минприроды России утверждены «Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [Методические рекомендации по применению..., 2007].

Согласно современным представлениям, промышленно значимым следует признавать такое месторождение, запасы которого в течение определенного срока могут окупить все затраты на его поиски, разведку, разработку и доставку нефти (газа) потребителям. При этом должны учитываться все виды рисков, связанных с процессом освоения данного месторождения.

В качестве основного экономического критерия при определении групп запасов по экономической эффективности принимается накопленный чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Согласно требованиям, регламентируемым Классификацией, экономические расчеты проводятся в сопоставимых ценах (без учета инфляции), приведенных к единой дате на момент оценки. В качестве экспортной цены на нефть используется базовая цена, установленная Бюджетным кодексом РФ на текущий год. Цена нефти на внутреннем рынке принимается исходя из принципа равно доходности экспортных и внутренних поставок углеводородного сырья. Данный принцип заложен в качестве основополагающего при формировании экономической политики правительства России и предполагается к воплощению в жизнь уже в ближайшие годы.

Экспортная цена на газ должна приниматься в соответствии с алгоритмом формирования цен на международном рынке и увязываться с принятой ценой экспортных поставок нефти. Внутренняя цена на сегодня формируется в соответствии с рекомендуемым уровнем цен, определенным комитетом по тарифам и регламентированным для каждого региона страны. Вместе с тем, и в газовой отрасли тренд ценовой политики государства направлен на выравнивание доходности внутренних и экспортных поставок.

Геолого-экономическая оценка нефтегазовых объектов базируется на моделировании режимов освоения объектов разработки, которое осуществляется либо на основе построения геологических и гидродинамических моделей залежей, либо с использованием упрощенных методик, позволяющих (в соответствии с заложенными геолого-промысловыми характеристиками объектов) дать корректный прогноз динамики наиболее существенных натуральных потоков (фонда скважин, объемов добычи пластовой жидкости и нефти или газа, закачки жидкости для поддержания пластового давления и т.д.), и на этой основе оценить финансовые потоки, генерируемые соответствующим инвестиционным проектом.

Технико-экономическая информация, используемая при оценке запасов, включает региональные нормы и нормативы, стоимость видов работ с учетом специфики конкретных месторождений, транспортные тарифы, ставки налогов и платежей, законодательно установленные для месторождений нефти и газа. При необходимости включаются затраты на геологоразведочные работы. Учитываются затраты на природоохранные мероприятия.

Месторождение рассматривается как эффективное для освоения, если ЧДД > 0. Кроме ЧДД оценивается рентабельность разработки, определяемая как внутренняя норма доходности (ВНД или ВНР).

В соответствии с новой классификацией и методическими указаниями по ее применению [Методические рекомендации по оценке..., 1999; Классификация запасов..., 2005], выделяются две группы запасов - промышленно-значимые и непромышленные.

Промышленно-значимые запасы подразделяются на нормально-рентабельные – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки, согласно технико-экономическим расчетам, экономически эффективно ($ЧДД > 0$; $ВНД > 10\%$), и условно-рентабельные – запасы объектов, вовлечение которых в разработку на момент оценки не обеспечивает приемлемую эффективность, но при снижении требований по эффективности расчетная величина экономического эффекта будет положительной ($ЧДД > 0$; $0\% \leq ВНД \leq 10\%$). К непромышленным относятся запасы объектов, вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно (их освоение экономически нерентабельно, инвестиции не окупаются), либо технически невозможно.

Наличие подобной расширенной информации о ресурсной базе позволяет формировать более обоснованные управленческие решения – как со стороны государственных органов, ведающих вопросами недропользования, так и со стороны нефтегазовых компаний и потенциальных инвесторов.

Часть запасов, характеризующаяся недостаточно высокими экономическими показателями (в первую очередь, запасы нерентабельных объектов) заведомо не может быть введена в разработку ввиду низких экономических показателей эффективности их освоения. Формально она должна выпадать из Государственного баланса запасов.

Однозначного толкования не может быть и применительно к определенной части объектов, формально попадающих в группу промышленно значимых. Это значительная часть условно рентабельных и даже часть нормально рентабельных объектов, поскольку представление об их инвестиционной привлекательности выносит в первую очередь инвестор, и именно он будет определять перспективы вовлечения в хозяйственный оборот той или иной ресурсной базы. И здесь немаловажным фактором являются риски, сопряженные с инвестициями в конкретный проект, а также степень их учета в процессе проведения геолого-экономической оценки.

Эти обстоятельства, естественно, могут вызывать негативное отношение к оценке запасов как экономической категории со стороны отдельных служб или лиц, курирующих состояние ресурсной базы, поскольку снижают ее объем. Вместе с тем, очевидно, что в первую очередь государство должно иметь четкое и всесторонне обоснованное представление о том потенциале, который находится в его распоряжении, о его технологической доступности и коммерческой привлекательности. Только такая дифференциация отражает современные реалии, поскольку нерентабельные запасы разрабатываться не будут. А без всеобъемлющего видения состояния стратегической и

базовой для экономики страны компоненты, каковой являются для России углеводородные ресурсы, невозможно строить всесторонне выверенную и взвешенную стратегию развития топливно-энергетического комплекса, экспортную политику. Только подобный анализ способен определить возможные решения на государственном уровне по преодолению существующих и грядущих проблем, связанных с функционированием нефтегазодобычи, будь то совершенствование налоговой системы, развитие транспортной и производственной инфраструктуры, тарифная и ценовая политика.

На сегодня основополагающие элементы процедуры геолого-экономической оценки всесторонне и достаточно глубоко проработаны, она широко используется в нефтегеологических исследованиях, а получаемые результаты востребованы при решении важнейших практических и управленческих задач [Аминов и др., 2000; Прищепа, 2005; Григорьев, 2010]. В условиях реализовавшегося на сегодня вхождения страны в рыночные отношения и с учетом огромной роли, которую играет нефтегазовая отрасль в экономике страны и мировой энергетике, в наполнении бюджета России, а также с учетом обостряющихся проблем, связанных с состоянием ресурсной базы углеводородного сырья, значимость и роль подобных исследований будет неизмеримо возрастать, а области применения – расширяться.

Вместе с тем, практика использования и методологической основы геолого-экономической оценки и имеющегося инструментария, привлекаемого для ее осуществления, свидетельствует о наличии целого ряда недостаточно проработанных вопросов, а зачастую - и о некорректном использовании имеющихся наработок, что может отрицательно сказываться (и сказывается) как на качестве получаемых результатов, так и на правильности и эффективности решений, формируемых на основе подобных недостаточно кондиционных материалов.

В контексте утвержденных ранее (до появления новой Классификации и в том числе - действующих до сих пор) методических рекомендаций по экономической оценке нефтегазовых объектов [Регламент составления..., 1996; Методические рекомендации по оценке..., 1999; Методическое руководство..., 2000; Методические рекомендации..., 2007], с учетом огромного накопленного практического опыта в процессе проведения подобных исследований во ФГУП «ВНИГРИ», следует отметить и обратить внимание на наличие целого ряда недоработок методического характера в проекте новой Классификации, призванной регламентировать процедуру этой самой оценки.

Во-первых, в качестве базового критерия при оценке промышленной значимости нефтегазовых объектов принят ЧДД; оценка ВНР рассматривается как вспомогательный показатель. Однако, это противоречит как существу решаемой задачи (оценка инвестиционной привлекательности объекта недропользования), так и содержательному наполнению этих показателей эффективности.

Задача оценки на данном этапе исследования – определить уровень рентабельности инвестиций, то есть норму доходности, которую возможно получить при реализации инвестиционного проекта. Чем выше базовый показатель, ассоциируемый с эффективностью, тем выше инвестиционная привлекательность объекта недропользования. И ВНР с этих позиций полностью выполняет свою функцию: проекты рентабельные должны иметь ВНР выше ставки дисконтирования (10%), условно-рентабельные – в диапазоне от 0 до 10% и нерентабельные – ВНР меньше нуля (получение отрицательного значения алгоритмически возможно и не противоречит содержанию данного показателя).

Оценка ЧДД в данном контексте далеко не столь однозначна, поскольку и объект с высокой рентабельностью инвестиций, но с небольшими запасами, и объект крупный, но минимально рентабельный (например, ВНР чуть более 10%) могут иметь положительные, но маленькие и соизмеримые по абсолютной величине значения ЧДД. Более того, ЧДД и для условно рентабельных ($0% < \text{ВНР} < 10\%$), и для нерентабельных ($\text{ВНР} < 0\%$) проектов всегда меньше нуля, а его абсолютная величина будет зависеть как от крупности объекта, так и от степени его «неэффективности». Применительно к подобной ситуации целесообразно еще использовать и величину ЧД (то есть недисконтированного чистого дохода за рентабельный период), поскольку она способна однозначно дифференцировать объекты нерентабельные и условно-рентабельные (но при этом всегда положительна для объектов и условно рентабельных, и рентабельных).

Во-вторых, оценивая эффективность нефтегазовых проектов (привлекательность соответствующей ресурсной базы) применительно к существующей или перспективной макроэкономической ситуации, мы задействуем налоговую систему, в которой предполагается реализация инвестиционного проекта, как один из важнейших факторов экономической оценки. И коль скоро дается оценка эффективности инвестиций с позиций потенциального недропользователя, то в обязательном порядке должна приводиться и эффективность с позиции государства как владельца недр и ресурсного потенциала, локализованного в них.

С одной стороны, это позволит более полно и адекватно охарактеризовать ценность минерально-сырьевой базы, с другой – определить возможный резерв снижения (или повышения – в случае, если эффективность проекта «зашкаливает» все разумные пределы) налоговой нагрузки на тот или иной объект недропользования, более обоснованно формировать критерии построения налоговой системы, наконец, строить более адекватную налоговую политику в сфере недропользования, которая максимально отвечала бы стратегическим интересам экономики государства.

В-третьих, в расчетах при оценке эффективности освоения месторождений по каждому объекту разработки согласно требованиям (или умолчаниям) новой Классификации должны учитываться все запасы (их технологически извлекаемая часть) – включая запасы категории C_2 в объеме 100%. Учитывая специфику отнесения к ним запасов (как правило, к ним относят краевые, наименее разведанные части залежи), по промыслово-технологическим характеристикам это запасы все-таки примерно соизмеримые с запасами более высоких категорий, но, тем не менее, относительно худшие. И это закономерно предопределяет более низкую долю рентабельной части в их составе.

В то же время известно, что подтверждаемость этих запасов при переводе в более высокие категории изученности в среднем по России не превышает 50%, по категории C_1 – как правило меньше (иногда существенно) единицы. Объем запасов категории C_2 и в существующем Государственном балансе запасов, и по результатам переоценки, проведенной в соответствии с требованиями новой Классификации, по целому ряду объектов разработки и месторождений в целом составляет значительную часть общего объема запасов (более того, в последнем случае их доля зачастую возрастает по сравнению с объемами, ранее поставленными на баланс).

Это не только привносит определенный «оптимизм» в цифру абсолютных объемов ресурсной базы, но и накладывает отпечаток на получаемые экономические оценки соответствующих проектов, поскольку величина запасов является фактором, влияющим на рентабельность их освоения: она (как правило) возрастает с ростом запасов месторождения. Соответственно, привносятся искажения и в оценку промышленной значимости той или иной группы запасов.

В-четвертых, достоверность геолого-экономической и стоимостной оценки зависит от точности определения технологических показателей, от степени изученности, от полноты учета специфических особенностей каждого вида месторождений и возможных рисков, сопряженных с их освоением, а также от надежности нормативно-стоимостной базы.

Следует особо отметить, что нормативно-стоимостная база, которая задействуется при геолого-экономической оценке, здесь является проблемной компонентой. Далеко не устоявшиеся рыночные отношения в России и отсутствие, в связи с этим, достаточного количества производственных и сервисных компаний, отсутствие единых технологических стандартов, имеющийся разноразличия в формировании стоимости оборудования и работ - с одной стороны, и огромное разнообразие физико-географических и геолого-технологических условий, в которых осуществляется нефтегазодобыча в нашей стране – с другой, приводят к огромному (зачастую в разы) разбросу цен на одни и те же услуги, осуществляемые в практически идентичных условиях, но разными компаниями. При этом существуют и объективные причины для подобного «разнобоя». Яркий пример тому – различие примерно на 15-25% уровня капитальных затрат на проведение буровых работ и обустройство промыслов и эксплуатационных расходов в Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции в пределах территорий Республики Коми (РК) и Ненецкого автономного округа (НАО), обусловленное более суровыми климатическими условиями в пределах НАО и практически полным отсутствием здесь производственной и транспортной инфраструктуры. Еще более контрастным оказывается сравнение уровней капитальных и эксплуатационных затрат, например, для Поволжья или Калининградской области и новых территорий в пределах Восточной Сибири.

Известно, что экономическая эффективность нефтегазовых объектов определяется комплексом макроэкономических (цены, налоги, нормативно-стоимостная база и тарифы) и геолого-промысловых характеристик объектов, наиболее существенными из которых являются величина извлекаемых запасов, начальный рабочий дебит скважин и глубина залегания продуктивных отложений.

Анализ экономической эффективности освоения перспективных нефтегазовых объектов в зависимости от их геолого-промысловых характеристик и макроэкономических условий в пределах той или иной территории позволяет не только решать частные и сугубо конкретные задачи, связанные с тем или иным объектом недропользования, но и выходить на эффективные качественные и количественные обобщения, позволяющие целенаправленно корректировать отдельные элементы макроэкономической среды.

Наиболее эффективным и корректным подходом при подобных исследованиях является метод номограмм. Его суть сводится к получению серии оценок эффективности инвестиционных проектов при вариациях величины запасов, дебитов и глубины залегания. Далее в системе координат (ВНР, ктэ) строятся зависимости рассматриваемых оценок

экономической эффективности от комплексного параметра $ктэ$ (условно, коэффициент технологической эффективности, $ктэ=Qи*Do/H$). В качестве оценок эффективности могут использоваться ВНР, ЧДД, ЧД и другие. Зависимость строится либо с использованием строгих методов корреляционного анализа, либо вручную – посредством проведения аппроксимирующей зависимости «на глаз». Современные компьютерные технологии предоставляют для этих целей исчерпывающие возможности (подобный инструментарий имеется, в частности, в составе пакета Excel в среде Windows).

Рассмотрим эти возможности на примере анализа нефтегазовых объектов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НАО и РК) [Григорьев, 2010]. Специфика этих территорий обусловлена существенным различием уровня капитальных и эксплуатационных затрат (они примерно на 20% выше в НАО по сравнению с РК) и наличием льгот по НДС в виде налоговых каникул на 7 лет для нефтяных объектов НАО.

На рис. 1-8 для групп объектов крупностью 2,5 млн. т (извлекаемые) и в зависимости от величины коэффициента технологической эффективности ($ктэ$) приводятся оценки себестоимости освоения (сумма удельных капитальных и эксплуатационных затрат, без учета транспортных расходов) и эффективности инвестиций по ВНР, ЧДД ($iо=10\%$), ЧД и уровня налоговой нагрузки. Перечисленные номограммы отвечают четырем уровням цен – базовому, заложенному в бюджет РФ на 2010 г. (**58** долл. США/барр.), уровню на 50% ниже (29 долл. США/барр.) а также на 50% и на 100% выше базового (87 и 116 долл. США/барр.). Внутренние цены сформированы согласно принципу равно доходности экспортных и внутренних поставок и составляют, соответственно, примерно **250**, 171, 330 и 406 долл. США/т (цена у потребителя).

Практически все графики демонстрируют наличие ярко выраженной и функционально обусловленной зависимости уровня себестоимости от величины $ктэ$ (она возрастает по мере снижения показателя технологической эффективности запасов, то есть по мере ухудшения промыслово-технологических характеристик объекта разработки).

Основываясь на построенных номограммах и применительно к заложенным макроэкономическим условиям (в первую очередь, это касается налоговой системы), мы наглядно видим, что, например, для территории НАО применительно к объектам рассматриваемой группы при самом высоком уровне заложенных цен объекты с себестоимостью освоения выше 220 долл. США/т нерентабельны для освоения, в группу рентабельных они переходят при себестоимости освоения не выше 145 долл. США/т, а высокорентабельными будут при условии, что себестоимость не превысит примерно

105 долл. США/т. При цене 58 долл. США/барр. в группу высокорентабельных ($VHP > 20\%$) они попадут лишь при себестоимости ниже 65 долл. США/т (рис. 1). Соответствующие значения показателя технологической эффективности запасов равны примерно 10,9, 16,9, 23,6 и 44,4 единиц.

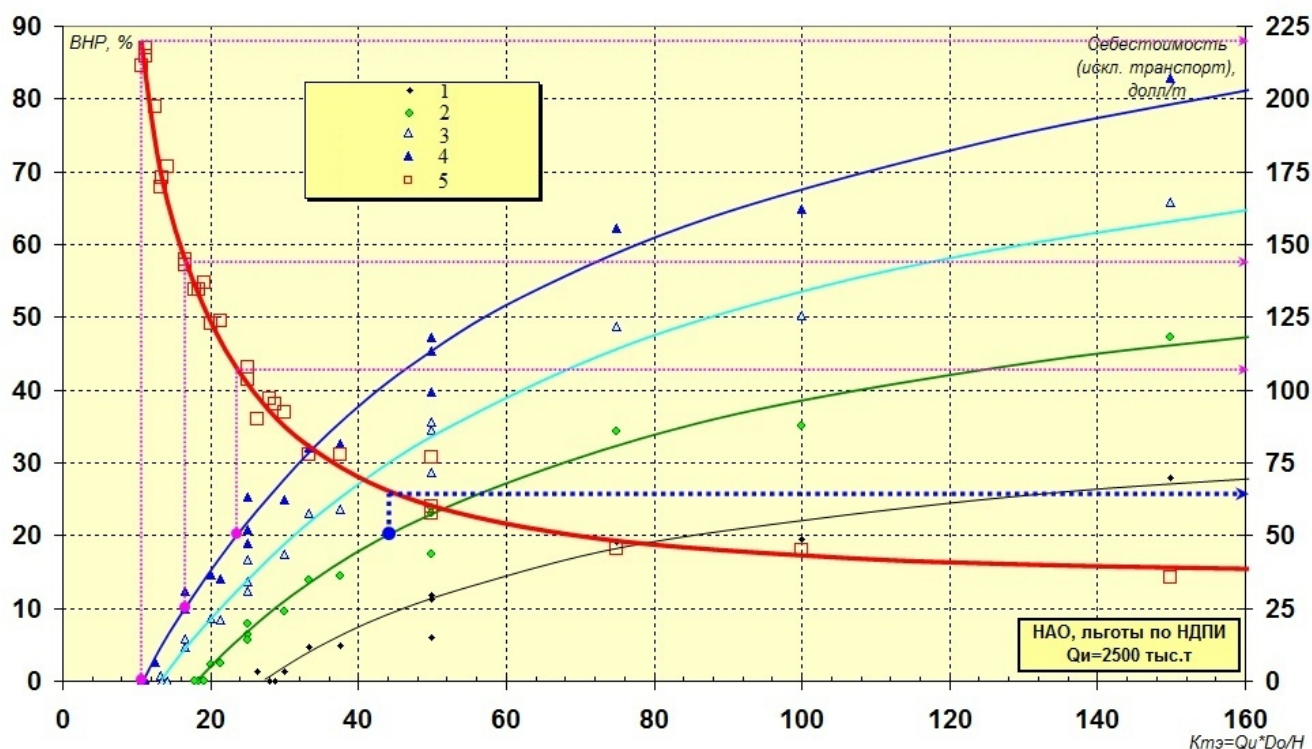


Рис. 1. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на нефть (НАО)

1 – ВНР-29; 2 – ВНР-58; 3 – ВНР-87; 4 – ВНР-116; 5 – себестоимость освоения.

Для аналогичных объектов в пределах РК соответствующие критические уровни предельной себестоимости освоения оцениваются значениями примерно 165, 100, 65 и 45 долл. США/т, а показатели технологической эффективности запасов – соответственно, 11,7, 20,5, 32,3 и 52,3 единиц (рис. 2).

Соответствующие удельные показатели ЧДД при ставке дисконтирования 10% для этих же объектов с зафиксированными показателями эффективности по ВНР (и в пересчете на объект с запасами 2,5 млн. т извлекаемых) составят по НАО около -38, 0 и 19 долл. США/т для цены по экспорту 116 долл. США/барр. и 11 долл. США/т при цене 58 долл. США/барр. (рис. 3). Аналогичные оценки для объекта в пределах РК составляют примерно -37,0, 0,0, 15,0 и 10,0 долл. США/т (рис. 4).

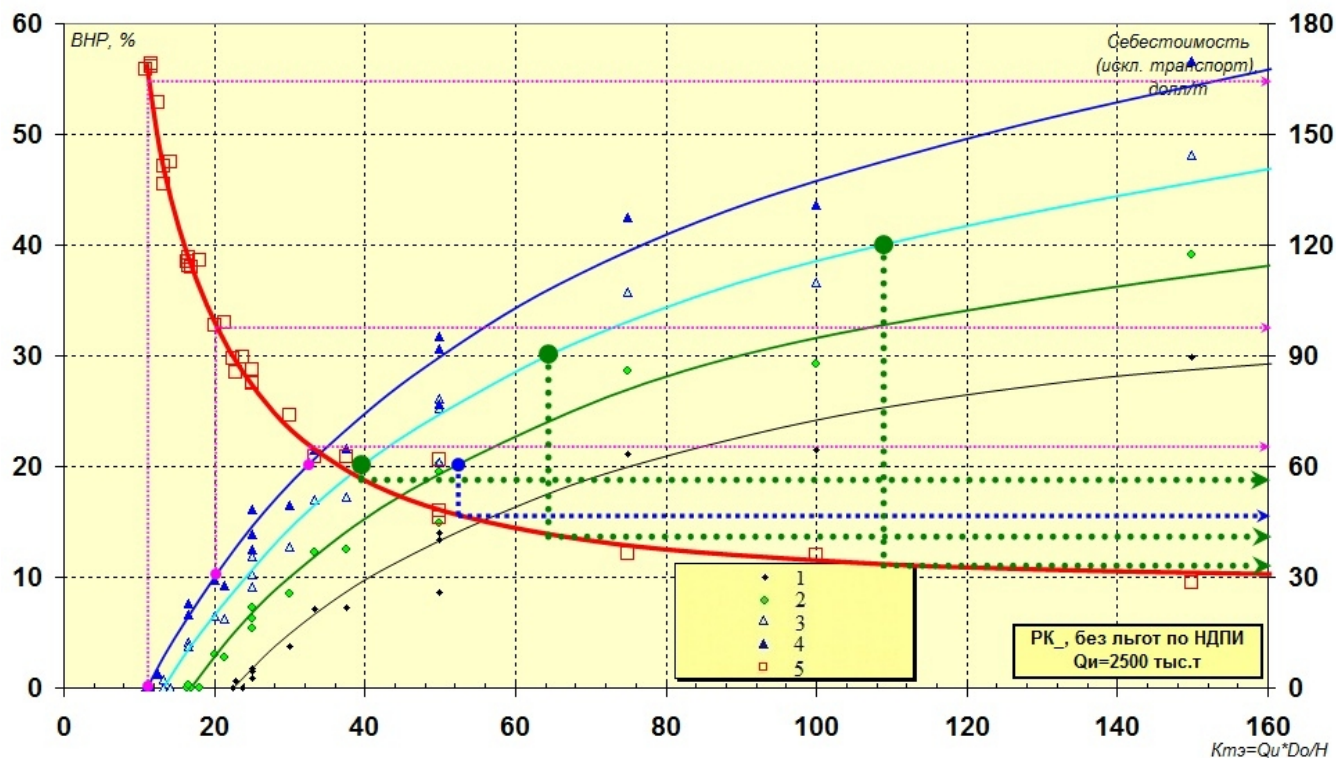


Рис. 2. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на нефть (ПК)

1 – ВНР-29; 2 – ВНР-58; 3 – ВНР-87; 4 – ВНР-116; 5 – себестоимость освоения.

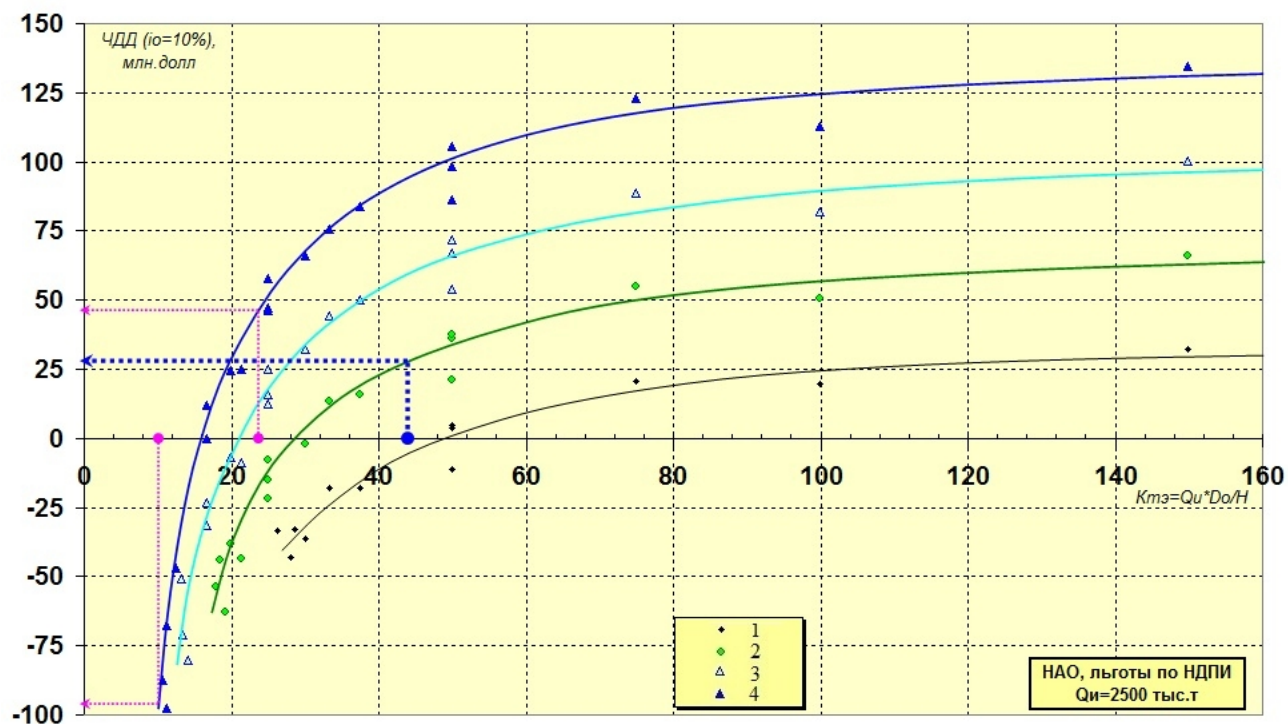


Рис. 3. Зависимость ЧДД ($i_0=10\%$) по проектам от технологической эффективности запасов и цен на нефть (НАО)

1 – ЧДД-29; 2 – ЧДД-58; 3 – ЧДД-87; 4 – ЧДД-116.

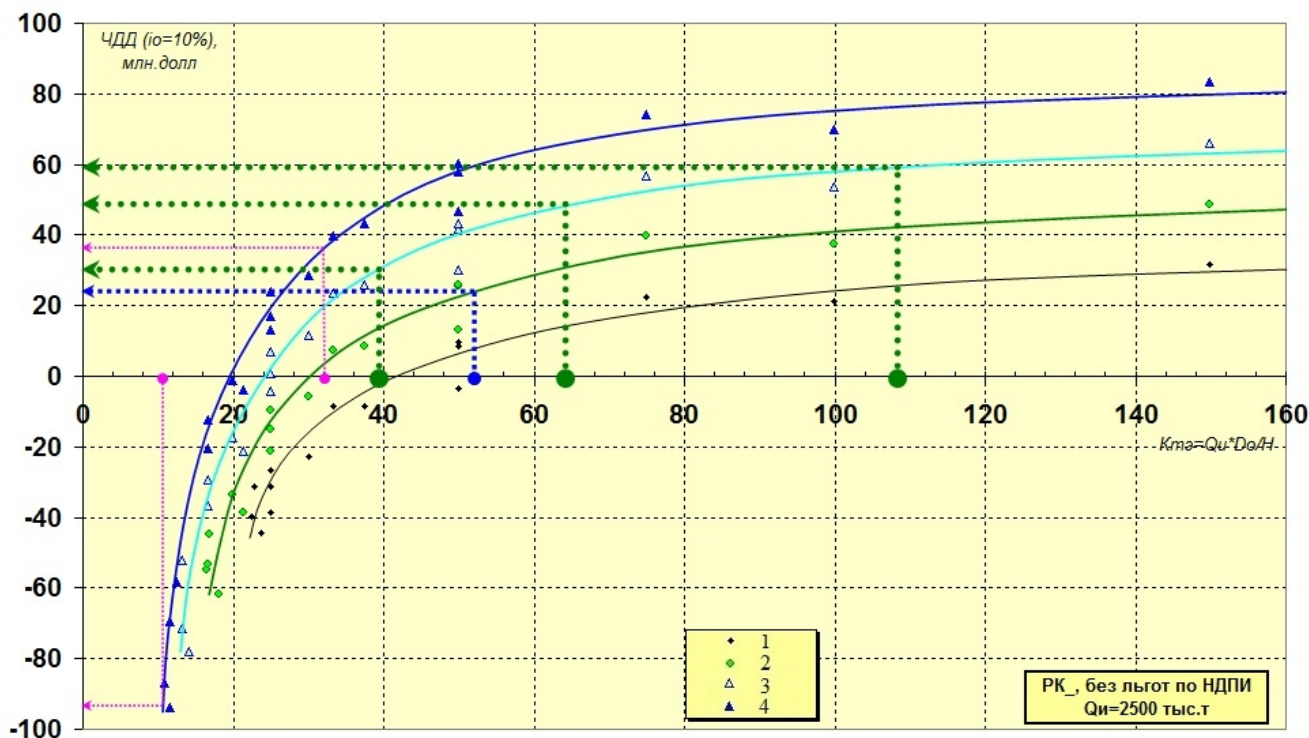


Рис. 4. Зависимость ЧДД ($i_0=10\%$) по проектам от технологической эффективности запасов и цен на нефть (РК)
 1 – ЧДД-29; 2 – ЧДД-58; 3 – ЧДД-87; 4 – ЧДД-116.

Анализ данного показателя напрямую малоэффективен, поскольку он является результатом дисконтирования множества финансовых потоков, динамика которых во времени весьма разнообразна как по направленности изменения в ходе реализации соответствующего инвестиционного проекта, так и по абсолютной величине. С этих позиций большей наглядностью (в силу, прежде всего, взаимообусловленности с уровнем себестоимости освоения запасов и ценой на нефть как параметрами макроэкономической среды) обладает показатель удельного чистого (недисконтированного) дохода по проекту.

По объектам НАО для цены 116 долл. США/барр. и применительно к зафиксированным уровням доходности инвестиций этот показатель оценивается на уровне 0,0, 61,0 и 98,0 долл. США/т, для цены 58 долл. США/барр. и доходности по ВНР 20% - 63,0 долл. США/т (рис. 5). По объектам в пределах РК аналогичные оценки лежат на уровне, соответственно, 0,0, 61,0, 87,0 и 59,0 долл. США/т (рис. 6).

Наконец, рассмотрим уровень налоговой нагрузки на эти же объекты.

Для НАО при цене 116 долл. США/барр. она достигает примерно 384 долл. США/т (практически независимо от показателя технологической эффективности запасов), при цене 58 долл. США/барр. – 173 долл. США/т (рис. 7). Для РК – соответственно, около 430 и 195 долл. США/т (рис. 8).

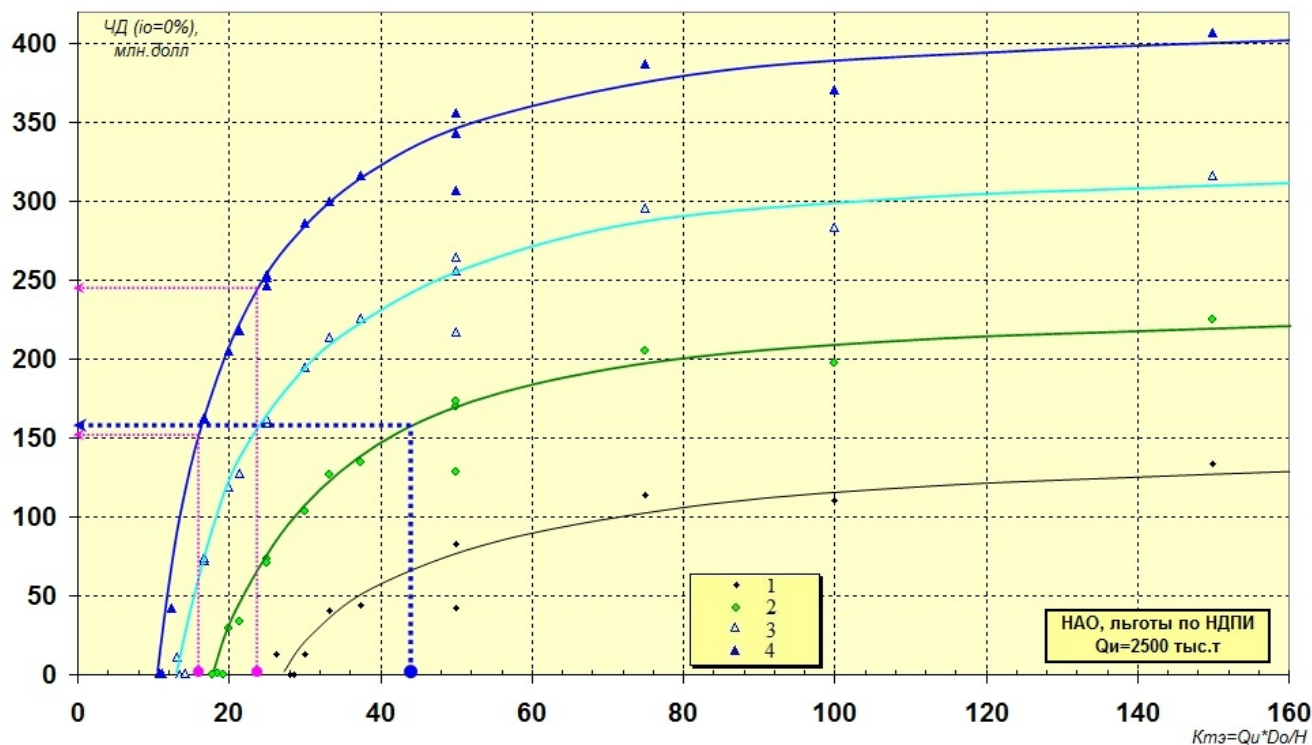


Рис. 5. Зависимость чистого дохода по проекту (ЧД, $i_0=0\%$) от технологической эффективности запасов и цен на нефть (НАО)

1 – ЧДД-29; 2 – ЧДД-58; 3 – ЧДД-87; 4 – ЧДД-116.

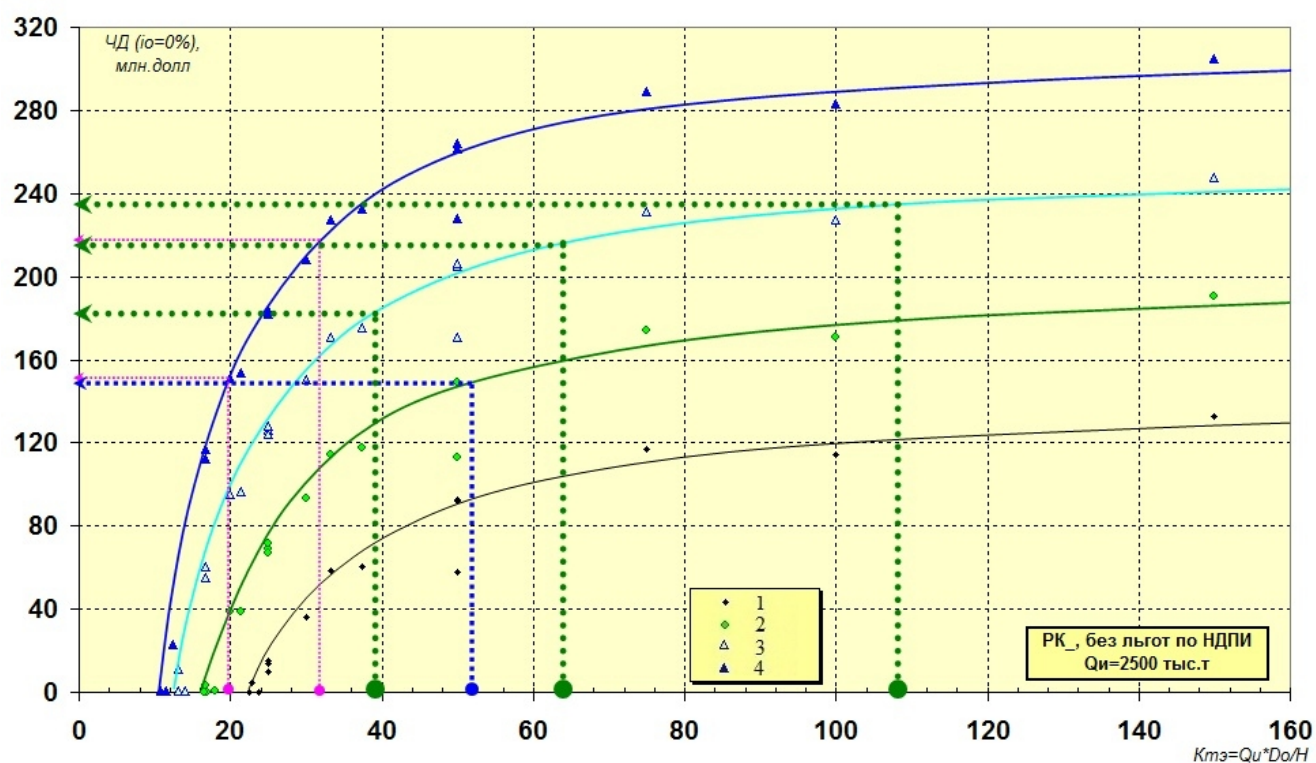


Рис. 6. Зависимость чистого дохода по проекту (ЧД, $i_0=0\%$) от технологической эффективности запасов и цен на нефть (РК)

1 – ЧД-29; 2 – ЧД-58; 3 – ЧД-87; 4 – ЧД-116.

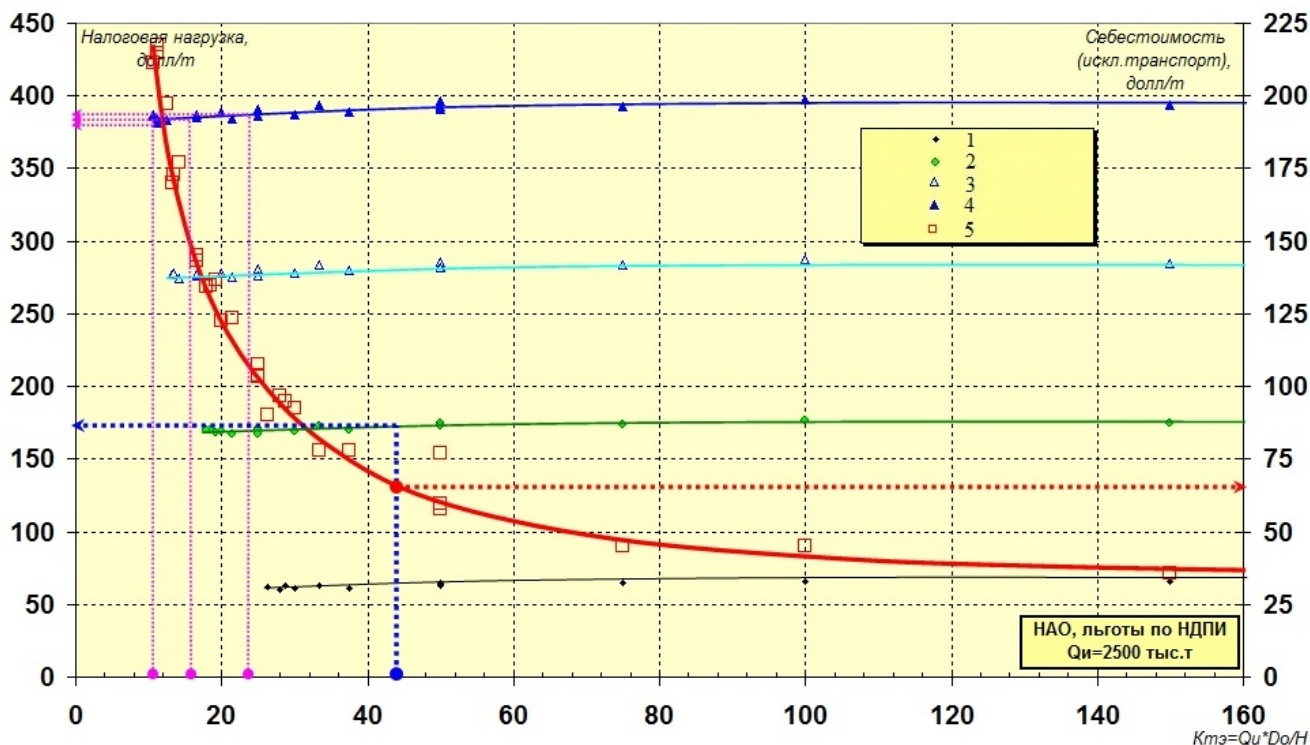


Рис. 7. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на нефть (НАО)

1 – налоговая нагрузка-29; 2 – налоговая нагрузка-58; 3 – налоговая нагрузка-87; 4 – налоговая нагрузка-116; 5 – себестоимость освоения.

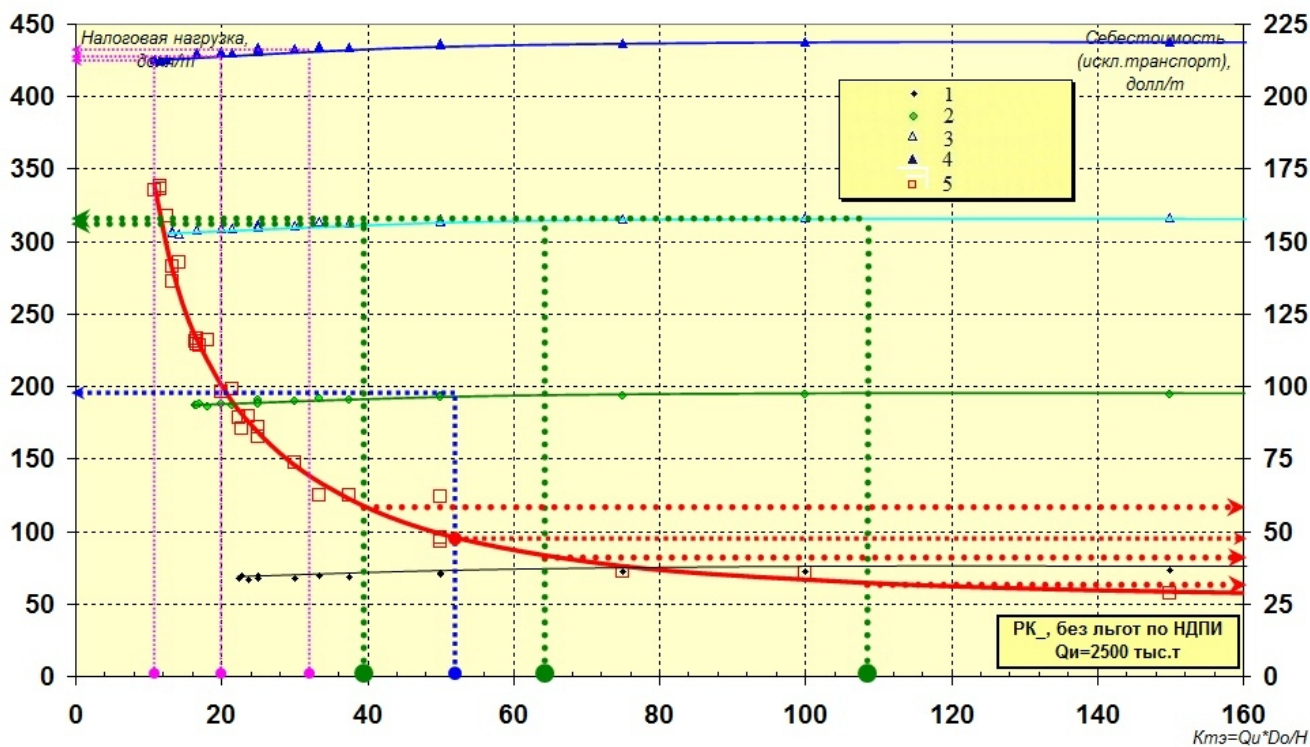


Рис. 8. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на нефть (PK)

1 – налоговая нагрузка-29; 2 – налоговая нагрузка-58; 3 – налоговая нагрузка-87; 4 – налоговая нагрузка-116; 5 – себестоимость освоения.

Даже беглый анализ представленных графиков и приведенных оценок свидетельствует о наличии очевидной взаимосвязи между критическими значениями геолого-промысловых факторов, определяющими выход проектов на фиксированный уровень рентабельности (простая окупаемость инвестиций, нормальная или высокая рентабельность и т.п.) – с одной стороны, и макроэкономическими условиями их реализации (цены на сырье и себестоимость освоения, налоговая нагрузка) – с другой [Григорьев, 2010].

Учитывая данное обстоятельство, а также наличие большой группы рисков - геологических (обусловленных недостаточно надежным определением величины запасов объектов и фильтрационно-емкостных характеристик вмещающих отложений и, следовательно, его добычных возможностей) или чисто финансовых (связанных, например, с завышенными ценовыми ожиданиями) - вполне очевиден чисто прагматический вывод.

Объекты нерентабельные, условно рентабельные и даже часть нормально рентабельных заведомо не будут востребованы при определенных макроэкономических условиях. При этом подавляющая часть факторов, определяющих реальную востребованность ресурсной базы, не подлежит эффективному регулированию (по крайней мере, диапазон подобного регулирования ограничен). Вместе с тем, по целому ряду характеристик макроэкономической среды в принципе возможно подобное воздействие со стороны государства. Это относится, в частности, к некоторым элементам инвестиционного процесса, связанным с формированием себестоимости освоения запасов (развитие транспортной и производственной инфраструктуры в регионе, ограничение роста тарифов) и с налоговой нагрузкой на добычные проекты.

Принципиально важным моментом концептуального подхода к формированию новой Классификации (в ее существующем варианте) является ориентация избранного классификационного критерия (ЧДД) и, соответственно, процедуры классификации запасов и ресурсов исключительно на доходную составляющую инвестора. Тем самым игнорируется вторая компонента экономической эффективности недропользования – доходы государства.

Опять же и с этих позиций тоже (и именно на концептуальном уровне) следует еще раз теоретически переосмыслить экономическую критериальную базу классификации и методы расчета базовых экономических показателей. Дело в том, что по содержательному наполнению показатель чистого дисконтированного дохода, принятый в качестве основного для выделения групп запасов по промышленной значимости, представляет собой часть недоизъятый нефтяной ренты. Большая величина ЧДД, характеризующая эффективность

освоения запасов месторождений, свидетельствует о несовершенстве налоговой системы, поскольку рента, в принципе, должна принадлежать государству.

При определенных условиях (в частности, при ужесточении налоговой системы, включении бонусов различной природы и т.п.) величина ЧДД будет снижаться и стремиться к нулю (а ВНР – к ставке дисконтирования, то есть к уровню 10%).

В этом случае дополнительными классификационными критериями могли бы служить показатель общей рентабельности разработки месторождения, полученный с учетом налоговой компоненты доходов по проекту (то есть ВНР проекта в безналоговом режиме) и налоговая нагрузка на проект. Представляется, что окончательный выбор оптимального набора классификационных критериев следует сделать после обобщения опыта по переоценке запасов месторождений нераспределенного фонда недр.

Учитывая приведенные выше оценки, характеризующие себестоимость освоения ресурсной базы и налоговую нагрузку (в рамках действующей налоговой системы), можно утверждать, что при должной целенаправленной трансформации налоговой системы практически все без исключения (или почти все) объекты, обладающие околоритическими и закритическими показателями коэффициента технологической эффективности (и, следовательно, попадающие в группу условно рентабельных и нерентабельных в рамках действующей налоговой системы), могут быть вовлечены в промышленный оборот. При этом они будут иметь приемлемую для недропользователя экономическую привлекательность, уровень которой может регламентироваться в достаточно широком диапазоне объемом налоговых преференций. В противном случае эта часть ресурсной базы, как отмечалось, будет попросту не востребована.

В данном случае термин «деформация» не следует понимать лишь как изменение налоговой системы в сторону снижения налоговой нагрузки. Снижение налогов требуется лишь для худшей части ресурсной базы углеводородного сырья. Наоборот, ее лучшие объекты, характеризующиеся высоким уровнем экономической эффективности соответствующих проектов и являющиеся предметом повышенного интереса потенциальных инвесторов (например, проекты с ожидаемой ВНР > 30-40%), могут быть востребованы даже в условиях более жесткой налоговой нагрузки. Реализация дополнительного налогообложения таких объектов может быть осуществлена, например, введением налога на сверхдоходы добывающего предприятия, формат и параметры которого давно и пока что безуспешно обсуждаются на всех уровнях законодательной и исполнительной власти.

Одна из целей осуществления классификации запасов и ресурсов, самым очевидным образом вытекающая из ее компоненты, связанной с экономической оценкой ресурсной базы углеводородного сырья, и которая почему-то не озвучена ни в одном из положений проекта новой Классификации – выработка всесторонне обоснованной политики государства в сфере недропользования и в частности - оптимизация налоговой системы.

Существующая налоговая система в области нефтегазодобычи, по общему признанию многих специалистов (и это ярко демонстрируют приводимые материалы), далека от оптимального варианта. Однако рекомендации по методике ее учета при экономической оценке запасов и ресурсов отсутствуют. Между тем, для месторождений Восточной Сибири в настоящее время введены налоговые преференции, позволяющие повысить рентабельность их освоения. Аналогичные налоговые льготы введены для шельфовых месторождений – в том числе шельфа Каспийского и Азовского морей. Кроме того, ставки налога на добычу полезных ископаемых и таможенные пошлины постоянно меняются в зависимости от изменения цен на углеводородное сырье. Совершенно очевидно, что методические рекомендации по системе учета налогов и платежей должны быть включены в соответствующий раздел Инструкции [Методические рекомендации по применению..., 2007].

Необходимость учета налоговой компоненты в комплексе оценок экономической эффективности вытекает из того, что реформирование действующей налоговой системы должно происходить предельно обоснованно и целенаправленно. А для этого необходимо иметь представление не только о валовых показателях налоговых поступлений, но и об их структуре – как с точки зрения состава налогов, так и с точки зрения объектов налогообложения, которые, собственно, и обеспечивают эти самые поступления.

Как показано выше, рентабельность инвестиций напрямую связана с качеством ресурсной базы, критический порог которого зависит как от естественных факторов (геолого-промысловые характеристики объекта), так и от макроэкономических условий - включая в том числе и уровень налогообложения. Таким образом, в существенной мере именно качество ресурсной базы напрямую предопределяет ее привлекательность для потенциальных инвесторов и перспективы вовлечения в геологоразведочный процесс и последующее освоение. Огромную роль здесь играет эффективность налоговой системы. При должном учете специфики ресурсной базы налоговая система может стать мощным инструментом, эффективно регулирующим привлекательность добывающего сектора.

Ресурсная база углеводородного сырья, как предопределено положениями Классификации и в полной мере согласуется с требованиями практической деятельности, может быть подразделена на три большие группы, характеризующие ее промышленную значимость: рентабельные ($BHP > 10\%$), условно-рентабельные ($0\% < BHP < 10\%$) и нерентабельные ($BHP < 0\%$) объекты. С учетом наличия всевозможных рисков, по-видимому, правильнее было бы сдвинуть предельный порог эффективности для группы рентабельных объектов вверх и вычленять ее, начиная со значений $BHP = 15-20\%$. Этот вопрос давно поднимается, однако пока должного отклика не находит.

Вполне очевидно, что практический интерес для потенциальных инвесторов могут иметь лишь проекты, гарантирующие нормальную рентабельность инвестиций. Значит, государство при формировании стратегии развития сырьевого комплекса (удовлетворение внутренних потребностей и экспорт) может гарантированно ориентироваться только на эту часть ресурсной базы. Две другие компоненты заведомо не привлекут недропользователей, и, значит, рассчитывать на эти ресурсы при выработке стратегических концепций в сырьевой области попросту недопустимо.

В то же время алгоритм, определяющий привлекательность того или иного проекта, имеет ряд переменных, целенаправленные вариации которых могут послужить эффективным инструментом регулирования состава экономически привлекательной части нефтегазовых объектов с их ресурсной базой.

Рассмотрим простейшее и всем известное уравнение финансового баланса, отвечающее инвестиционному проекту, приведенное в несколько видоизмененной форме (здесь все элементы представлены удельными показателями):

$$D = C - K_z - E_z - T - H, \text{ где} \quad (1)$$

C – осредненная цена реализации нефти (газа) у потребителя;

K_z – удельные капитальные затраты на освоение (включая затраты на ГРП);

E_z – удельные эксплуатационные затраты на добычу;

T – осредненная стоимость транспортировки до потребителя;

H – удельная налоговая нагрузка, которая в действующей налоговой системе в существенной мере определяется ценой на углеводородное сырье - $H = f_n(C)$;

D – удельный чистый доход инвестора.

Введем некую величину D_{io} , представляющую собой уровень удельного дохода (недисконтированного), гарантирующий недропользователю доходность инвестиций по ВНР на минимально приемлемом уровне, соответствующем ставке дисконтирования (i_0). Не

углубляясь в алгебраическую природу данного показателя, отметим лишь, что чем выше ставка дисконтирования, тем выше критический порог удельной доходности (D_{io}), которую должен обеспечить проект.

Чисто качественный анализ приведенного уравнения показывает, что в случае $D < 0$ инвестиции не окупаются, а проект относится к нерентабельным. При $D > D_{io}$ проект относится к группе нормально рентабельных, окупающих инвестиции и обеспечивающих приемлемую норму доходности для инвесторов (в том числе и с учетом возможных рисков, например, при $i_o = 15-20\%$). Наконец, при $0 < D < D_{io}$ инвестиции окупаются, но норма доходности не достигает минимально приемлемого уровня.

Переформируем уравнение (1) в вид

$$D = \frac{C - Kz - \text{Эз} - T - Nф - Nл}{H}, H = Nф + Nл, \text{ где} \quad (2)$$

$Nф$ – объем фактического налогообложения, $H > Nф > 0$;

$Nл$ – объем льгот по налогам, $0 < Nл < H$.

Наконец, приведем его к окончательному виду:

$$D + Nл = C - Kz - \text{Эз} - T - Nф, Nл = D_{io} - D. \quad (3)$$

Проиллюстрируем действие данной формулы на примере ресурсной базы РК.

Для уровня цен 87 долл. США/барр. (или 635 долл. США/т), лежащего в рамках ценового коридора 80-90 долл. США/барр. и считающегося на сегодня оптимальным для мирового нефтяного рынка, объекты класса крупности около 2,5 млн. т и в рамках действующей налоговой системы при $kt_{\text{э}} < 13.6$ не окупятся ($BHP < 0$), при значениях показателя технологической эффективности на уровне 39,5, 64,5 и 108,8 единиц нефтяные объекты будут принадлежать к группе высокорентабельных (соответственно, с $BHP = 20\%$, 30% и 40%) (см. рис. 2). При этом себестоимость их освоения составляет примерно 144, 57, 41 и 33 долл. США/т.

Оценки удельного чистого дохода для этих точек оси технологической эффективности и зафиксированной цены нефти составят, согласно построенным номограммам (см. рис. 6), примерно 0, 73, 86 и 94 долл. США/т. Налоговая нагрузка при заданном ценовом уровне лежит в пределах около 312-315 долл. США/т.

При всех прочих равных условиях без существенного ущерба для привлекательности добычных активов по объектам, характеризующимся $kt_{\text{э}} = [64,5-108,8]$ и более налоговая нагрузка может быть увеличена примерно на 13-21 долл. США/т и более, при этом рентабельность их освоения не опустится ниже 20%.

Из общего объема налогов (около 314 долл. США/т при заданном уровне цен) примерно 116 долл. США/т представлено налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ), около 162 долл. США/т – экспортной пошлиной (с учетом доли экспорта 50%), остальные 36 долл. США/т составляют в сумме НДС, налог на имущество, налог на прибыль и другие менее значимые налоги. То есть НДПИ по данной группе ресурсной базы может быть увеличен примерно на 11-18% и более (для еще более технологически эффективной ресурсной базы).

Наоборот, ресурсная база, отвечающая значению $kt_{\Sigma}=13,6$ ед., должна быть освобождена от части налоговой нагрузки для вывода ее в группу промышленной и инвестиционно привлекательной (к примеру, с уровнем ВНР=20% - с учетом наличия рисков). Для этого налоги должны быть снижены минимум на 73 долл. США/т с целью доведения удельного чистого дохода до значения, отвечающего высокорентабельным проектам, и компенсации «избыточной» себестоимости данной группы ресурсов. Для этого ставка НДПИ должна быть снижена примерно на 63% - до уровня 43 долл. США/т.

При этом следует иметь в виду, что объем налоговых льгот (равно как и увеличение налоговой нагрузки) в абсолютных показателях в существенной мере будет определяться также и форматом их предоставления, так как эффект от их ввода будет значительно различаться в случае, например, общего снижения налоговой ставки или предоставления каникул (полное освобождение от уплаты налога) на определенный период времени. Применительно к каждой конкретной ситуации тот или иной формат подобных льгот имеет свои преимущества и недостатки, а выработка оптимальной схемы налогообложения в общем случае требует специального анализа.

Как видим, посредством варьирования льготной составляющей налогообложения мы можем корректировать доходность инвестиционных проектов, «удерживая» их в группе инвестиционно привлекательных.

Реальные возможности такого влияния на практике регламентируются несколькими компонентами:

- 1) общим уровнем налоговой нагрузки, которая в рамках действующей налоговой системы в существенной мере зависит от цен на углеводородное сырье;
- 2) максимальным объемом льгот, которые могут быть предоставлены недропользователю, и их форматом.

В частности, льготы по НДПИ, НДС, налогу на имущество, налогу на прибыль и т.п., которые могут быть предоставлены в форме каникул на ограниченный интервал времени или

посредством снижения базовой ставки на весь период реализации проекта, практически ничем не ограничены и могут быть упразднены в полном объеме. Применительно к внутренним поставкам «недоборы» налогов от добычного сегмента могут быть с лихвой перекрыты дополнительными поступлениями в бюджет из сферы производства продукции более высокого уровня передела или другими - альтернативными – составляющими. Например, посредством экономии бюджетных средств, направляемых на обеспечение Северного завоза ГСМ в отдаленные регионы в случае строительства там собственного НПЗ на базе подобной «экономически некондиционной» ресурсной базы углеводородов, различные мультипликативные эффекты (в том числе и социальные), связанные с функционированием добывающего сегмента нефтегазовой отрасли, и др.

Целесообразность льгот по ряду других налогов должна быть всесторонне проанализирована с позиции общегосударственных и общеотраслевых интересов - например, очевидно, что освобождение экспортируемого сырья от уплаты экспортной пошлины в полном или даже частичном объеме может существенно деформировать рынки и обеспечить конкурентные преимущества зарубежным потребителям. Кроме того, это прямой ущерб бюджетным поступлениям, которые ничем не компенсируются;

3) степенью экономической эффективности соответствующих проектов. Например, если $(D_{i0}-D) > N_{л}$ или, тем более, $(D_{i0}-D) > N$, то очевидно, что даже полное упразднение налогов не в состоянии обеспечить приемлемую доходность инвестиций.

Таким образом, налоговые льготы - инструмент безусловно ограниченного действия. Тем не менее, как свидетельствуют приведенные выше материалы, диапазон его возможного применения с точки зрения объема охватываемой ресурсной базы может быть существенным.

Значение налоговой системы как мощного инструмента формирования активной государственной политики в сфере недропользования обусловлено еще и тем обстоятельством, что позволяет эффективно и достаточно оперативно регулировать привлекательность данного сектора экономики в соответствии с теми или иными общегосударственными и общеотраслевыми стратегическими или тактическими задачами, в том числе на региональном или локальном уровне.

Однако реализация данного инструментария невозможна без комплексной и максимально корректной геолого-экономической оценки ресурсного потенциала нефти и газа. И ввод в действие новой Классификации запасов (при условии устранения очевидных и наиболее явных недостатков, имеющих в существующей редакции и частично отмеченных

в данной статье), безусловно, будет способствовать его развитию и широкому внедрению в практику недропользования.

Резюмируя сказанное выше, следует подчеркнуть, что:

1. Необходимость ввода новой Классификации запасов, построенной с учетом экономической составляющей ресурсного потенциала углеводородов, очевидна и давно назрела.

2. Существующий вариант Классификации недостаточно проработан в части критериальной базы дифференциации запасов по их промышленной значимости. В частности, показатель ЧДД не адекватен с точки зрения решения поставленной задачи, не учитываются риски, свойственные добычным проектам, полностью игнорируется налоговая компонента ресурсного потенциала – основа экономического благополучия страны.

3. Утвержденный проект Классификации не рассматривает экономическую оценку ресурсного потенциала с точки зрения расширения возможностей Государства по оперативному и целенаправленному влиянию на макроэкономические процессы в добывающей отрасли. А это должно быть одной из целей перехода на нее. В данном контексте эффективная налоговая система - мощнейший рычаг активного воздействия на инвестиционную привлекательность ресурсной базы углеводородов. Значит, новая классификация должна включать соответствующие инструменты.

Литература

Аминов Л.З., Белонин М.Д., Богацкий В.И., Боровинских А.П., Гейдеек В.И., Григорьев Г.А., Лебедев Б.А., Макаревич В.Н., Назаров В.И., Прищепина О.М., Тимонина Н.Н. Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). - СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 311 с.

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

Искрицкая Н.И., Григорьев Г.А. Новая Классификация запасов нефти и газа: геолого-экономические аспекты применения // Нефтегеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. - С. 59-69.

Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом МПР РФ от 01.11.2005 г. №298.

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (№ВК477 от 21.06.1999 г.).

Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом МПР РФ от 01 ноября 2005 г. №298. Приказ МПР РФ от 05.04.2007 г. и Роснедра от 09.04.2007 г. №23.

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений. Приложение к приказу МПР России от 21 марта 2007 г. №61 // Вестник ЦКР Роснедра, 2007. - №1. - С. 55-121.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: 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.

Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. – М, 1996.

Grigor'ev G.A.

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

**NEW CLASSIFICATION OF RESERVES AS A MEANS FOR TAX SYSTEM
OPTIMIZATION IN OIL AND GAS PRODUCTION:
CURRENT SITUATION AND PROSPECTS**

The elements of a new classification of hydrocarbon reserves, which characterize the economic component of oil and gas objects, are considered. The new classification's opportunities in terms of reliable estimation of investment attractiveness of the hydrocarbon resources are analyzed on the example of oil objects within the territory of the Nenets Autonomous District and the Komi Republic (Timan-Pechora oil and gas province). Some drawbacks of the classification, associated with the lack of tax component in the proposed system of estimation, are marked. The system of tax optimization for investment projects in this economic area is proposed, considering the quality of resources, macroeconomic conditions of projects implementation and state interests in the creation of effective subsoil policy along with budget revenue optimization.

Key words: reserves classification, geological and economical evaluation, investment attractiveness, oil, gas, resources, taxes, investments, economics, commercial features, the Nenets Autonomous District, the Komi Republic, Timan-Pechora province.

References

Aminov L.Z., Belonin M.D., Bogatskiy V.I., Borovinskikh A.P., Geydeek V.I., Grigor'ev G.A., Lebedev B.A., Makarevich V.N., Nazarov V.I., Prishchepa O.M., Timonina N.N. *Metodologiya i praktika geologo-ekonomicheskoy otsenki kraevykh sistem drevnikh platform (na primere Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii)* [Methodology and practice of geological and economical evaluation of boundary systems of ancient platforms (by the example of the Timan-Pechora province)]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2000, 311 p.

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

Iskrietskaya N.I., Grigor'ev G.A. *Novaya Klassifikatsiya zapasov nefti i gaza: geologo-ekonomicheskie aspekty primeneniya* [A new classification of oil and gas reserves: geological and economic aspects of application]. *Neftegeologicheskie issledovaniya i voprosy ratsional'nogo osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala Rossii*. Saint Petersburg: VNIGRI, 2009, pp. 59-69.

Metodicheskie rekomendatsii po proektirovaniyu razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Prilozhenie k prikazu MPR Rossii ot 21 marta 2007 g. №61 [Guidelines for the projecting of oil and gas fields' development. Appendix to the Order of the Russian Ministry of Natural Resources March 21, 2007, № 61]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2007, no. 1, pp. 55-121.

Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii [Methodological guidance on the quantitative and economical evaluation of oil, gas and condensate resources of Russia]. Moscow: VNIGRI, 2000, 189 p.

Prishchepa O.M. *Metodologiya i praktika vosproizvodstva zapasov nefti i gaza (Severo-Zapadnyy region) v sovremennykh usloviyakh* [Methodological and practical issues of oil and gas reserves renewal (North-West district) in the current conditions]. Saint Petersburg: Nedra, 2005, 492 p.