

УДК 553.98.042.003.1.330.32(470.111+470.13)

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

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

На примере нефтяных и газовых объектов в пределах территории Ненецкого автономного округа и Республики Коми (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) рассмотрены результаты геолого-экономической оценки и инвестиционная привлекательность ресурсной базы углеводородов в зависимости от геолого-промысловых и макроэкономических условий реализации добычных проектов: величины запасов, начальных дебитов скважин, глубины залегания, цен на нефть и газ, налоговой системы, тарифов. Дан критический анализ действующей налоговой системы в нефтегазодобыче.

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

Известно, что экономическая эффективность нефтегазовых объектов (и, соответственно, их инвестиционная привлекательность) 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.

Существуют две проблемы, сопряженные с геолого-экономической оценкой в контексте определения привлекательности ресурсной базы углеводородного сырья (УВС). Во-первых, недостаточная надежность и точность определения собственно нефтегеологических характеристик оцениваемых объектов, на которых базируется проектирование добычных проектов, и существенная неопределенность макроэкономических параметров, в условиях которых будет осуществляться их реализация, что особенно важно с учетом продолжительности данной группы проектов. Во-вторых, каждый проект сугубо индивидуален, так как практически каждому объекту присущи уникальные значения и соотношения фильтрационно-емкостных свойств вмещающих отложений, термобарических и гидродинамических условий существования залежей, свойств пластового флюида, комплекс которых напрямую предопределяет технологические параметры проекта, а также геолого-технические (глубина залегания продуктивных отложений, буримость пород и т.д.) и географо-экономические (география местности, климат, наличие транспортной и производственной инфраструктуры и т.п.) условия

реализации, вариации которых могут самым радикальным образом влиять на финансово-экономическую компоненту проектов.

К сожалению, специфика нефтегазовых объектов такова, что повысить надежность и точность определения нефтепромысловых показателей зачастую не позволяют даже дополнительные и современные исследования. Отсюда вытекает необходимость обобщений, позволяющих в условиях даже относительно низкой достоверности целого ряда характеристик объектов выявить наиболее существенные зависимости, отражающие их экономическую эффективность. Это позволяет не только оптимизировать затраты труда и ресурсов, требующихся для проведения переоценки больших групп объектов (например, объектов нераспределенного фонда недр, перспективной ресурсной базы лицензионных участков и т.д.), но и более корректно (применительно к конкретной макроэкономической ситуации) оценивать возможную направленность в изменении этих оценок, например, при изменении налоговой системы в отношении определенной группы запасов, более обоснованно и надежно дифференцировать перспективную ресурсную базу с точки зрения ее инвестиционной привлекательности.

При таком подходе представляется целесообразным отсечение, в первую очередь, заведомо нерентабельных и условно-рентабельных объектов разработки - в терминах новой Классификации запасов [Классификация запасов..., 2005; Методические рекомендации..., 2007] - а также выделение заведомо высокорентабельных объектов. Тем самым, выработанный подход позволит исключить из процесса полномасштабной экономической оценки преобладающее количество объектов, ограничившись группой с около критическими показателями эффективности. Именно для остающейся части объектов – потенциально примыкающих в постоянно меняющихся макроэкономических условиях к зоне с критическими показателями экономической эффективности (нерентабельные/условно-рентабельные, условно-рентабельные/рентабельные) - должна быть проведена процедура полноценной геолого-экономической оценки, уточняющая и детализирующая их экономические перспективы применительно к новым (например, прогнозируемым) макроэкономическим условиям.

Наиболее эффективным и корректным подходом в данной ситуации может служить метод номограмм. Его реализация упрощается тем, что часть параметров макроэкономической среды жестко зафиксирована – в частности, определены экспортные и внутренние цены (в данном случае заложен принцип равно доходности экспортных и внутренних поставок), зафиксирована в современном состоянии налоговая система,

нормативы и тарифы по каждому региону приняты соответствующими сложившемуся на сегодня уровню.

Таким образом, при построении подобных номограмм следует отразить возможные вариации всего трех геолого-промысловых характеристик – величины извлекаемых запасов, начального рабочего дебита скважин, глубины залегания.

Методик построения номограмм множество, а их суть сводится к возможности отражения наиболее существенных показателей эффективности инвестиционных проектов (внутренней нормы рентабельности или доходности – ВНР или ВНД, чистого дисконтированного дохода – ЧДД, и чистого - недисконтированного – дохода - ЧД) по нефтегазовым объектам в пределах того или иного региона при вариациях базовых геолого-промысловых характеристик исследуемых объектов. Номограммы строятся посредством аппроксимации множества точек, получаемых по результатам проведенной геолого-экономической оценки реальных или типовых объектов при вариациях исследуемых параметров.

Очевидно, что отразить зависимость показателей экономической эффективности одновременно от нескольких (более двух) факторов невозможно или проблематично с точки зрения их восприятия (как известно, многомерные зависимости трудно визуализируются, поэтому требуется минимизация признакового пространства).

Нами предлагается наиболее универсальная форма построения подобных номограмм, подтвердившая высокую эффективность на практике и связанная с построением зависимостей показателей экономической эффективности не от каждого из перечисленных геолого-промысловых показателей, а от комплексного параметра, отражающего их совокупное влияние (коэффициент технологической эффективности [Методология и практика..., 2000]). Многолетний опыт использования подобных номограмм показал их безусловное превосходство как с точки зрения качества получаемых функциональных зависимостей, так и с точки зрения удобства пользования [Прищепа, Отмас, Григорьев, 1999; Методология и практика..., 2000; Прищепа, Григорьев, Отмас, 2003; Прищепа, 2005; Григорьев, Мотрук, 2007].

Суть построения подобных номограмм сводится к получению серии оценок эффективности инвестиционных проектов, формируемых в процессе моделирования режима их разработки и экономической оценки, которые проводятся в соответствии с существующими методическими рекомендациями, при вариациях величины запасов, дебитов и глубины залегания. Далее с использованием полученного облака точек в системе

координат (ВНР, ктэ) строится зависимость рассматриваемых оценок эффективности (а в качестве таковых могут служить оценки ВНР, ЧДД, ЧД и другие) от комплексного параметра ктэ (условно, “коэффициент технологической эффективности”, $ктэ = Q_{и} * D_{о} / H$). Зависимость может быть построена либо с использованием строгих методов корреляционного анализа (в частности, в виде регрессионных уравнений, например, имеющихся в составе пакета Excel), либо вручную – посредством проведения аппроксимирующей зависимости “на глаз” - в том же Excel’е для этого имеется соответствующий инструментарий.

Вид формулы параметра ктэ обусловлен несколькими обстоятельствами.

Во-первых, это предельно простой вариант; его можно уточнять, вводя всевозможные алгоритмические вариации и весовые коэффициенты, однако, как показывает наш собственный опыт подобного рода “усовершенствований”, результирующее распределение облака точек может стать несколько более компактным, однако общий вид функциональных зависимостей не претерпевает значимых изменений. При этом даже малейший сдвиг какого-то другого элемента системы может нарушить полученную компактность.

Во-вторых, все три параметра опосредованно регламентируют величину капитальных затрат на освоение, уровень которых принадлежит к числу ведущих факторов, определяющих экономическую эффективность инвестиций в нефтегазодобычу. Наличие взаимосвязи здесь очевидно и не вызывает сомнений: 1) чем больше глубина, тем выше затраты на бурение; 2) чем меньше начальный рабочий дебит, тем больше фонд эксплуатационных скважин и, соответственно, опять-таки, выше затраты на бурение; 3) чем меньше объем извлекаемых запасов, тем выше удельные затраты на обустройство.

В-третьих, следует учитывать общее многообразие - с содержательных позиций - всего комплекса факторов, непосредственно влияющих на экономическую эффективность добычных нефтегазовых проектов, и их значительное количество (факторы от физико-географических и финансово-экономических до геолого-промысловых). Весьма специфична динамика во времени финансовых потоков в рамках каждого инвестиционного проекта (капитальные и эксплуатационные затраты, налоги, доходы от реализации продукции и т.п.). Следовательно, определенную чисто алгебраическую специфику приобретают используемые оценки эффективности, формируемые на базе этих потоков. Из сказанного вполне очевидно, что невозможно ожидать наличия аналитически строгих и функционально “красивых” зависимостей между совокупностью этих трех факторов (как и любых других факторов или их отдельных групп) и показателями экономической эффективности проектов. Следовательно, теряют всякий смысл и попытки сформировать их.

Вместе с тем, на качественном уровне анализ подобных зависимостей не только возможен, но и эффективен и позволяет выходить на определенные количественные характеристики.

В принципе для поставленных нами целей (дифференциация отдельных проектов по группам промышленной значимости) достаточно построения единственного графика - зависимости вида $VNP=f_1(kтэ)$. Однако, его дополнение двумя другими – $ЧДД=f_2(kтэ)$ и $ЧД=f_3(kтэ)$ позволяет комплексировать первый тип зависимости с двумя другими и получать более точные и надежные результаты для критических значений оцениваемого параметра (в данном случае, для оценки VNP) – а именно, для граничной зоны *нерентабельные/условно-рентабельные* ($VNP=0\%$, $ЧД=0$ или $ЧДД/ио=0\%/=0$) и граничной зоны *условно-рентабельные/нормально-рентабельные* ($VNP=10\%$, $ЧДД/ио=10\%/=0$). Здесь $ио$ – ставка дисконтирования, то есть минимальный уровень доходности, который считается приемлемым для потенциального инвестора.

Опять же, как показывает наша собственная практика, целесообразно строить аналогичные номограммы для разных групп объектов с точки зрения технологий их разработки (то есть различающихся, например, гидродинамическим режимом залежей и, соответственно, необходимостью мероприятий по поддержанию пластового давления – ППД - или их отсутствием, типом коллектора и свойствами нефти и, тем самым, динамикой обводнения скважин и т.п.). Использование подобных номограмм - весьма эффективный и универсальный инструмент, позволяющий вполне адекватно исключить необходимость масштабных реальных (как правило, обременительных) расчетов и при этом вполне корректно охарактеризовать экономические перспективы огромного количества конкретных нефтегазовых объектов.

Рассмотрим некоторые результаты построения подобных номограмм для нефтяных объектов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП). Приводится вариант построения номограмм для четырех уровней цен. Это позволяет отследить изменчивость характеристик экономической эффективности проектов не только в зависимости от промыслово-технологических показателей проектов при базовой цене на нефть (заложеной в основу бюджета на 2010 г.), но и при ее возможных вариациях, которые наблюдаются в настоящее время, ярко иллюстрируя нестабильность данной (на сегодня наиболее существенной) компоненты инвестиционной привлекательности сырьевого сегмента экономики.

Анализ экономической эффективности освоения перспективных нефтяных объектов в зависимости от их геолого-промысловых характеристик и макроэкономических условий осуществлен для территории Ненецкого АО (НАО) и Республики Коми (РК) в пределах ТПП раздельно на примере объектов с извлекаемыми запасами 2,5, 1,0 и 0,4 млн. т (изл.).¹

Необходимость раздельного анализа для двух субъектов одной НПП обусловлена двумя причинами. Во-первых, для территории НАО введены налоговые каникулы по НДС, охватывающие период 7 лет с начала разработки объекта; на территорию РК данная налоговая льгота не распространяется. Во-вторых, в пределах территории РК в силу большей инфраструктурной обустроенности региона и более благоприятных природно-климатических условий уровень капитальных и эксплуатационных затрат примерно на 20% ниже, чем для территории НАО. Все это естественным образом сказывается на результатах экономической оценки и, соответственно, требует учета.

Оценка осуществлена для четырех уровней цен на нефть: базовый вариант (58 долл. США/барр. или 423 долл. США./т), вариант с ценами на 50 % ниже базового уровня (29 долл. США/барр. или 212 долл. США/т) и варианты с ценами на 50% и на 100 % выше базового уровня (соответственно, 87 и 116 долл. США/барр. или 635 и 847 долл. США/т). Внутренние цены принимаются равнодоходными экспортным поставкам и достигают, соответственно, уровня примерно 81%, 59%, 52% и 48% от уровня экспортных (для цен 29, ... ,116 долл. США/барр.) - имеются ввиду уже цены у потребителя. Налогообложение отвечает условиям действующей налоговой системы (с учетом наличия льгот по НДС в пределах НАО).

Транспортный тариф принят равным 40 долл. США/т для экспортируемой нефти и 30 долл. США/т – для потребляемой в пределах таможенных границ Российской Федерации (РФ). Доля экспорта составляет 50%.

Курс рубля принят равным 33,9 руб./долл. США. Цены приняты постоянными на весь период реализации проектов, инфляция не учитывалась.

По каждому объекту оценки варьировались глубина залегания (от 1000 до 8000 м и более) и начальный рабочий дебит (20, 40 и 60 т/сут.). Диапазон глубин формировался таким образом, чтобы получаемые оценки эффективности включали, в том числе, и критические значения – то есть ВНР=10% и ВНР=0%. Это позволяет строить максимально адекватные номограммы с точки зрения решаемой задачи (дифференциация объектов на разные группы по их промышленной значимости).

¹ Анализируется эффективность нефтяных объектов на примере территории НАО и РК, газовых – на примере территории НАО.

Капитальные затраты определены исходя из необходимых объемов геологоразведочных работ (ГРП), эксплуатационного бурения и обустройства соответствующих объектов. Инвестиции в обустройство определялись с учетом крупности оцениваемых объектов, отвечают минимально необходимому объему, предполагающему возможность подключения объекта к внешней инфраструктуре. Специфика объектов с запасами 1,0 и 0,4 млн. т заключается в незначительной по величине площади соответствующих залежей и возможности разбуривания с одного куста скважин, что заметно снижает объем затрат на внутривнепромисловое обустройство месторождения. Кроме того, эта группа объектов рассматривалась лишь относительно средней и высокой продуктивности вмещающих отложений (при начальном дебите 40 и 60 т/сут.), что (с учетом незначительного объема запасов) позволило заложить в соответствующие расчеты более эффективные режимы разработки (определяемые, в частности, соотношением добывающих и нагнетательных скважин) и обеспечить тем самым относительно меньшую себестоимость освоения.

При оценке затрат на ГРП учитывались затраты на проведение сейсмики 2D и поисково-разведочного бурения. Для объекта 2,5 млн. т включены затраты на бурение одной поисковой и одной разведочной скважины, для объектов 1,0 и 0,4 млн. т – одной поисковой скважины. Успешность поискового бурения принята равной 1,0, то есть затраты на бурение неуспешных скважин в общий объем капитальных затрат по объектам оценки не включены. Кроме того, предполагается, что весь фонд поисково-разведочных скважин переводится в эксплуатационный, и это дополнительно оптимизирует структуру капитальных затрат на бурение.

Очевидно, что все анализируемые оценки должны характеризовать рентабельный период освоения запасов, отвечающий периоду реализации проекта, в течение которого чистые поступления положительны (этот период включает и период до момента окупаемости инвестиций, в течение которого поток денежной наличности заведомо отрицателен). Вместе с тем, для более обоснованного построения номограмм и, следовательно, более эффективного анализа с целью отсека критических уровней наиболее существенных факторов, выводящих проекты за грань рентабельного освоения, в анализ включены и варианты проектов нерентабельные (инвестиции по которым не окупаются). В этом случае оценки и экономические показатели проектов исчислялись за весь период реализации проекта (то есть до горизонта расчета). Подобный подход позволяет более корректно

определять критические значения тех или иных факторов, влияющих на экономическую эффективность инвестиционных проектов.

Полученные экономические характеристики и оценки эффективности соответствующих вариантов проектов (ВНР инвестиций, себестоимость освоения – без учета транспортного тарифа, составляющего в данном случае в среднем 35 долл. США/т - с учетом доли экспорта 50%, ЧДД для ставки дисконтирования 10% и чистого дохода - недисконтированного) анализировались, как отмечалось, для каждой из групп проектов, различающихся величиной запасов, отдельно. Построены (в виде номограмм) графики зависимости этих оценок от параметра $ktэ$ (например, при $Q_i=2,5$ млн. т, $D_0=60$ т/сут., $H=4,0$ км $ktэ=2,5*60/4,0=37,5$). На каждом графике приведены оценки для всего диапазона рассматриваемых цен.

Пользуясь подобными номограммами, возможно выходить на оценку критических значений того или иного фактора, за пределами которых проект переходит в другую категорию по экономической привлекательности (например, нерентабельный, условно-рентабельный, нормально-рентабельный или высокорентабельный).

На рис. 1-3 для разных групп объектов по крупности и в зависимости от величины коэффициента технологической эффективности ($ktэ$) приводятся оценки себестоимости освоения (сумма удельных капитальных и эксплуатационных затрат, без учета транспортных расходов) и эффективности инвестиций по ВНР в зависимости от уровня цен на нефть (в условные обозначения вынесен уровень экспортной цены в долл. США/барр.).

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

Не столь строго с точки зрения функциональной выраженности, однако не менее очевидно наличие зависимости эффективности инвестиций по ВНР. В этой части номограммы демонстрируют существенно больший разброс оценок, что вполне объяснимо с учетом влияния на получаемые оценки целого ряда других факторов, связанных с реализацией подобных инвестиционных проектов, о чем говорилось выше.

Более четко выраженные зависимости эффективности проекта на околокритических диапазонах отслеживаются на графиках зависимости оценок чистого дисконтированного дохода (ЧДД, $i_0=10\%$) и чистого дохода (ЧД или ЧДД, $i_0=0\%$) от величины $ktэ$ (рис. 4, 5).

Здесь, соответственно, ЧДД ($i_0=10\%$)=0 при ВНР=10%, ЧД=0 при ВНР=0%. Приведены графики лишь для объектов, принадлежащих к группе по запасам 2,5 млн. т.

Технология использования подобных номограмм сводится к следующему (см. рис. 1).

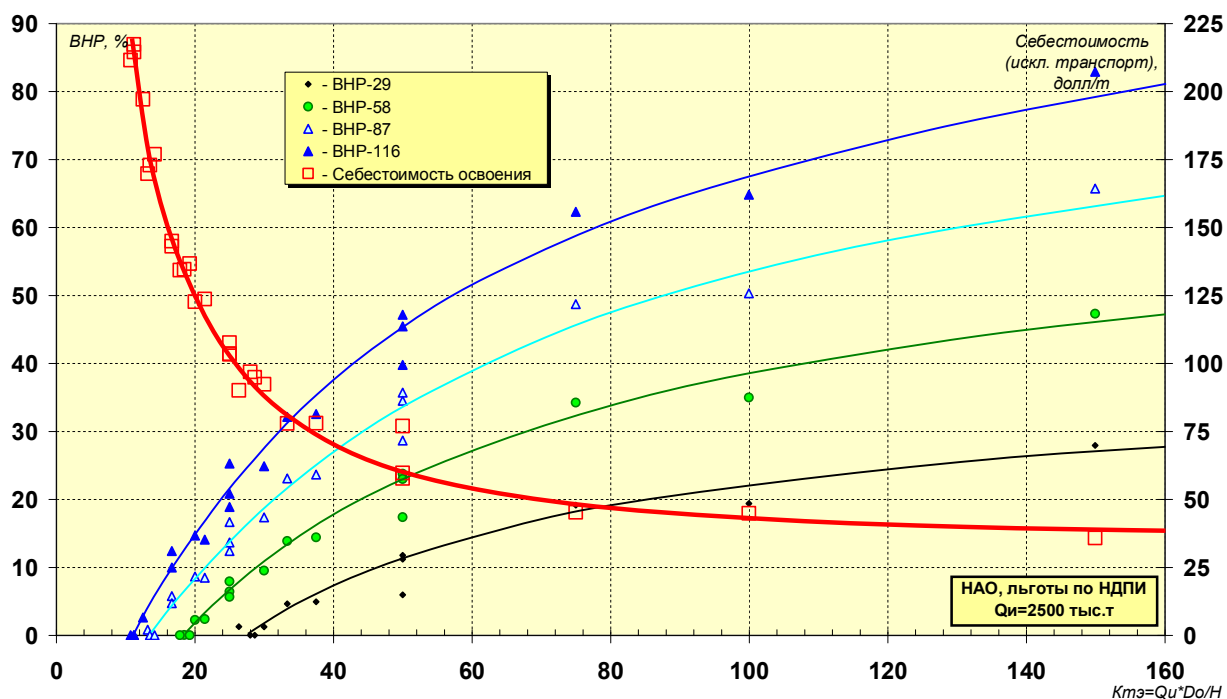


Рис. 1. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на нефть

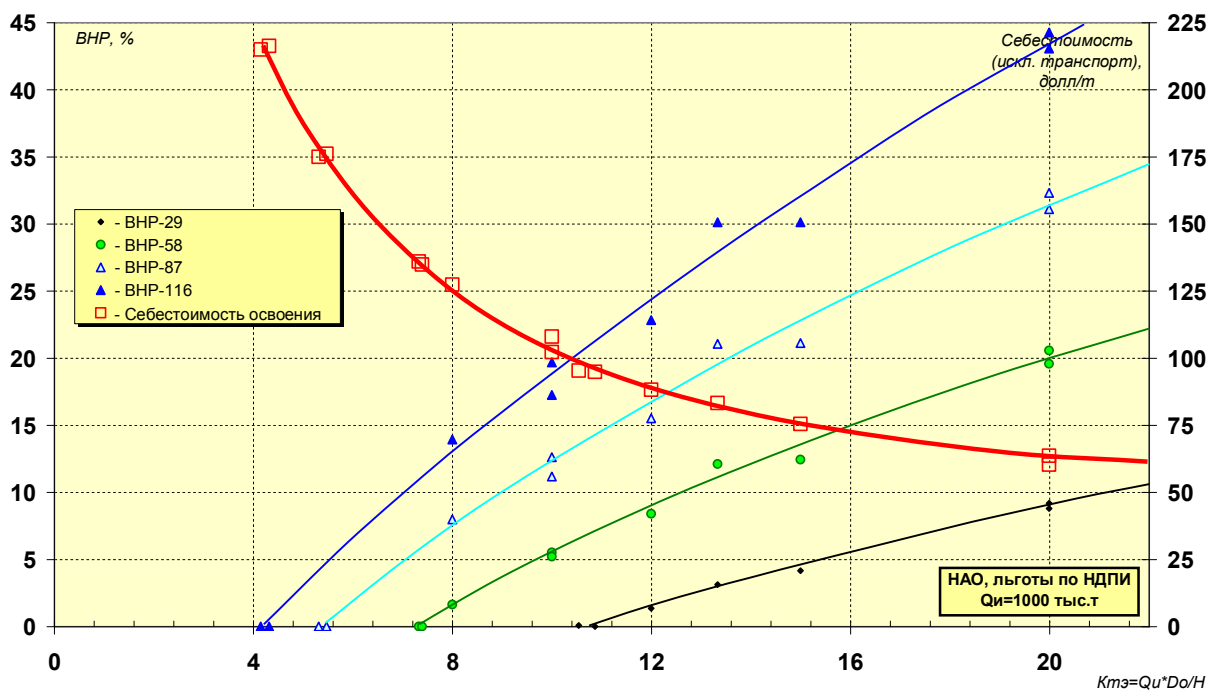


Рис. 2. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на нефть

применительно к условиям НАО нормально рентабельным ($BHP=10\%$) может быть при глубине залегания не более 1500 м, а высокорентабельным – при глубине не более 800 м.

Проиллюстрируем данный подход также на примере НАО, объект с извлекаемыми запасами 1,5 млн. т. Цена нефти 75 долл. США/барр. Используем номограммы для объектов 2,5 млн. т. Рассмотрим отсекающие параметры при заданной глубине 2500 м (минимальный дебит скважин) и при известной продуктивности коллектора, обеспечивающей начальный рабочий дебит 40 т/сут. (предельная глубина залегания перспективного объекта).

В соответствии с имеющимися номограммами зависимости оценок эффективности от задействованных параметров (в том числе и с привлечением зависимостей ЧДД и ЧД от величины $ktэ$) (рис. 1, 4, 5) для цены нефти 75 долл. США/барр. (нынешний уровень мировых цен) получаем оценки $ktэ$, соответствующие уровням рентабельности 0% (инвестиции не окупаются), 10% (минимально приемлемая рентабельность) и 20% (высокая рентабельность) равными, соответственно, примерно 16, 25 и 36 единицам.

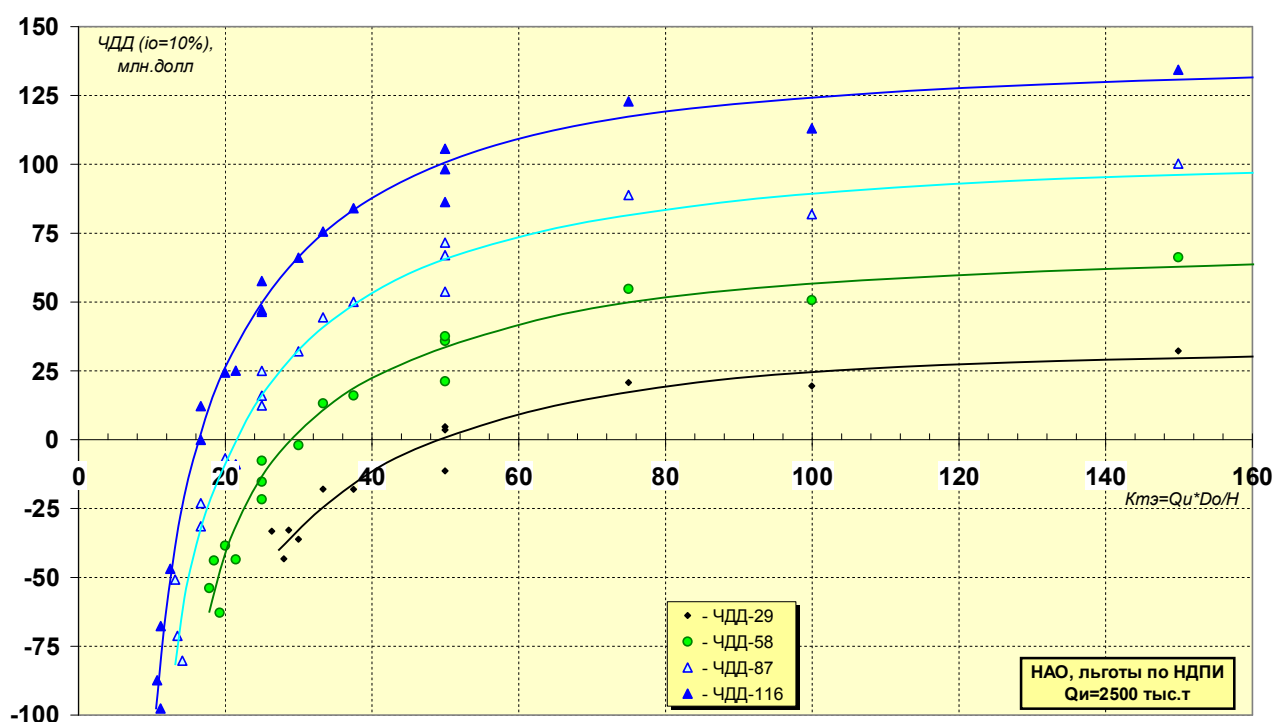


Рис. 4. Зависимость ЧДД ($i_0=10\%$) по проектам от технологической эффективности запасов и цен на нефть

Исходя из этого и с использованием чисто арифметических вычислений получаем для глубины залегания 2500 м оценки критического дебита на уровне 27, 42 и 60 т/сут. То есть даже без учета возможных рисков минимально приемлемая рентабельность в 10% достигается при начальном дебите не ниже 42 т/сут., а с учетом возможных геологических и

финансовых рисков интерес для инвестора объект может представлять (как показывает нынешняя практика) при эффективности инвестиций не ниже 20%, то есть дебит должен быть не ниже 60 т/сут. При дебите ниже 27 т/сут. инвестиции в подобный объект в пределах НАО даже не окупятся.

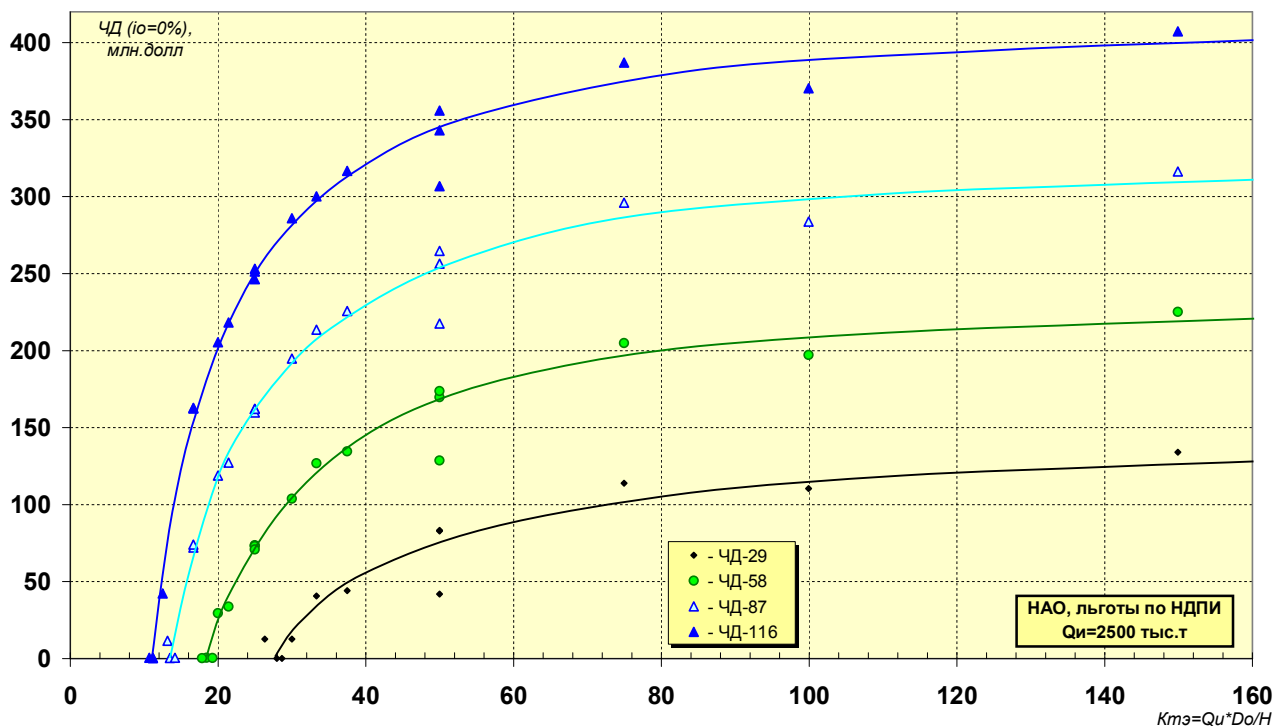


Рис. 5. Зависимость чистого дохода по проектам (ЧД, $i_o=0\%$) от технологической эффективности запасов и цен на нефть

В случае известных промысловых характеристик для такого же по запасам объекта при дебите 40 т/сут. и заданных макроэкономических условиях предельная глубина залегания составит около 3700 м, 2400 м и 1600 м. То есть объект с подобной продуктивностью и глубиной залегания более 2400 м заведомо относится к условно рентабельным или нерентабельным, а уровень рентабельности более 20% возможен при глубинах залегания не более 1600 м.

Как отмечалось, на полученные критические значения базовых геолого-промысловых факторов дополнительно могут влиять макроэкономические факторы – например, возрастание капиталоемкости проекта в связи с необходимостью строительства протяженного межпромыслового трубопровода.

Влияние данного фактора также можно учесть на уже построенных номограммах. На рис. 1 дополнительно приводится номограмма зависимости себестоимости добычи от технологической эффективности проектов. Из совместного рассмотрения этих номограмм

видно, что, например, при цене 29 долл. США/барр. объекты в пределах Ненецкого АО с себестоимостью освоения более 95 (примерно) долл. США/т будут нерентабельными, более 62 долл. США/т – условно рентабельными, а рентабельность выше 20% может быть обеспечена лишь при себестоимости менее 45 долл. США/т.

При ценах 87 долл. США/барр. высокая рентабельность ($VNP > 20\%$) может быть достигнута лишь на объектах, себестоимость освоения которых ниже 85 долл. США/т. При этом в случае повышения себестоимости до 120 долл. США/т рентабельность освоения упадет примерно до 10%. Для объекта с запасами 2,5 млн. т подобный рост себестоимости, выражающийся в объеме дополнительных инвестиций и соответствующий повышению капзатрат по проекту на $(120-85) \cdot 2,5 = 35 \cdot 2,5 = 87,5$ млн. долл. США, может быть обусловлен необходимостью строительства межпромыслового трубопровода на мощность до 140 тыс. твг протяженностью примерно 175 км.

При цене нефти 58 долл. США/барр. высокую рентабельность можно ожидать при себестоимости освоения не выше 65 долл. США/т. Соответственно, порог нормальной рентабельности ограничен уже себестоимостью порядка 90 долл. США/т; дополнительное нарастание себестоимости на 25 долл. США/т для такого же по крупности объекта может быть обусловлено также необходимостью строительства трубопровода. Однако в данном случае отсекающие геолого-промысловые факторы (критическая глубина и дебит) будут существенно более жесткими по сравнению с вариантом более высокого уровня цен.

При этом следует иметь в виду (и предыдущий пример прекрасно иллюстрирует это), что полученные оценки отвечают целому ряду заложенных постулат – в частности, по объему и успешности ГРП, объему инвестиций в обустройство и инфраструктуру и т.п. При смещении этих затрат в сторону возрастания соответствующих статей инвестиций критические условия также смещаются, а критические значения геолого-промысловых факторов ужесточаются.

Безусловный интерес представляет анализ графиков налоговой нагрузки, построенных в тех же осях координат (то есть в зависимости от величины ктэ и цен на нефть) (рис. 6). Независимо от уровня технологической эффективности запасов и уровня экономической эффективности инвестиций в соответствующие проекты все объекты характеризуются практически одинаковой налоговой нагрузкой, уровень которой определяется исключительно ценой на нефть. При этом с ее возрастанием (от 29, 58, 87 до 116 долл. США/барр. по экспортным поставкам) налоговая нагрузка увеличивается с примерно 70 (36%) до 175 (52%), 280 (58%) и 390 (62%) долл. США/т. В скобках указана доля объема

налогов от уровня средневзвешенной цены нефти у потребителя (с учетом заложенного соотношения поставок на экспорт и внутренним потребителям 50:50). Некоторое снижение налоговой нагрузки при повышении себестоимости освоения запасов (то есть при снижении эффективности проектов – технологической и, соответственно, экономической), обусловленное снижением налога на прибыль, практически незначимо в общем объеме взимаемых налогов. То есть действующая налоговая система не осуществляет практически никакой дифференциации налоговой нагрузки в зависимости от технологической эффективности запасов и, как следствие, от экономической эффективности соответствующих проектов.

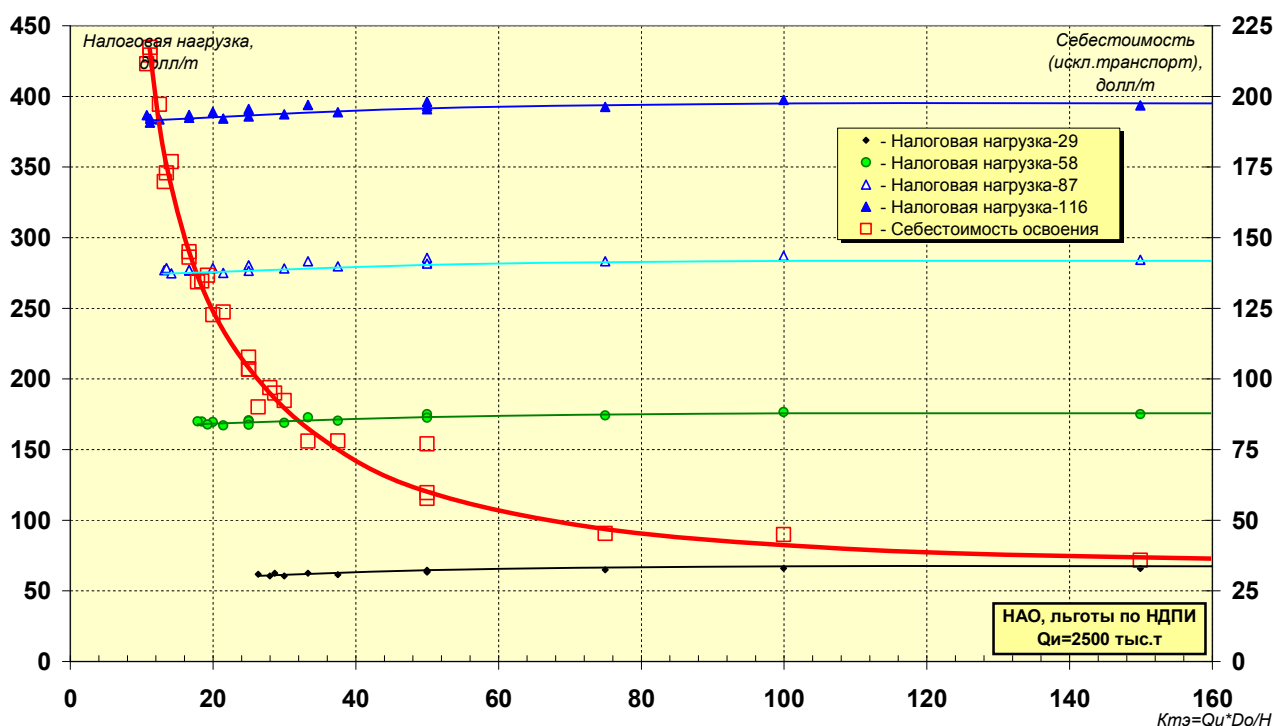


Рис. 6. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на нефть

Освобождение от всех налогов объектов с объемом извлекаемых запасов около 2,5 млн. т при цене 58 долл. США/барр. (налоговая нагрузка составляет до 175 долл. США/т) позволило бы при гарантиях высокой рентабельности ($VNP > 20\%$) расширить пределы технологической эффективности запасов с уровня $ктэ = 45$ ед. до уровня примерно $ктэ = 10$ ед., то есть сделать высокорентабельными даже объекты с запасами, например, 2,5 млн. т, глубиной залегания 3000 м и начальными дебитами 12 т/сут. Это могло бы существенно расширить востребованную ресурсную базу нефтедобычи, повысило бы общую инвестиционную привлекательность региона. Прецеденты подобных шагов в принципе

существуют и у нас - в частности, обнуление Указом Президента экспортной пошлины по ряду месторождений Восточной Сибири.

Рис. 7-9 характеризуют зависимость показателей эффективности проектов для территории РК (также приведены графики лишь для объектов группы по крупности запасов 2,5 млн. т).

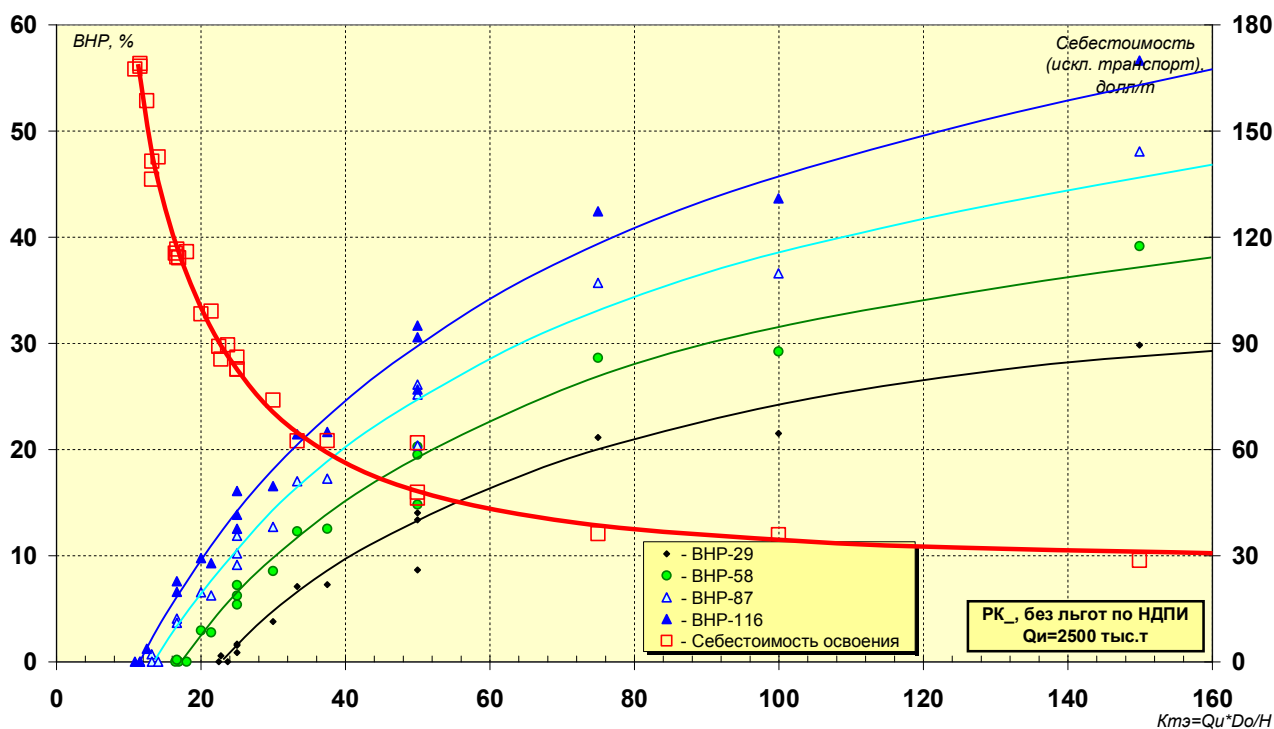


Рис. 7. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на нефть

Общий характер наблюдающихся зависимостей практически идентичен тем, которые присущи и объектам территории НАО. Вместе с тем, эта группа графиков демонстрирует и существенные отличия от графиков для объектов НАО. Во-первых, общий уровень себестоимости здесь примерно на 20% ниже, в силу чего графики смещены вниз по оси себестоимости. Во-вторых, номограммы, характеризующие эффективность инвестиций, здесь также смещены вниз, что обусловлено отсутствием на данной территории льгот по НДС в формате налоговых каникул, и это смещение весьма существенно – даже невзирая на относительно более низкий уровень капитальных и эксплуатационных затрат. В-третьих, для территории РК характерно более динамичное “сваливание” оценок ВНР к низким значениям по мере снижения показателя технологической эффективности запасов; подобная тенденция приобретает наиболее ярко выраженный характер по мере снижения крупности месторождений. В-четвертых, для объектов РК в целом характерна более “компактная”

дифференциация оценок, связанных с изменением цен, по мере снижения технологической эффективности запасов и ухудшения макроэкономической среды.

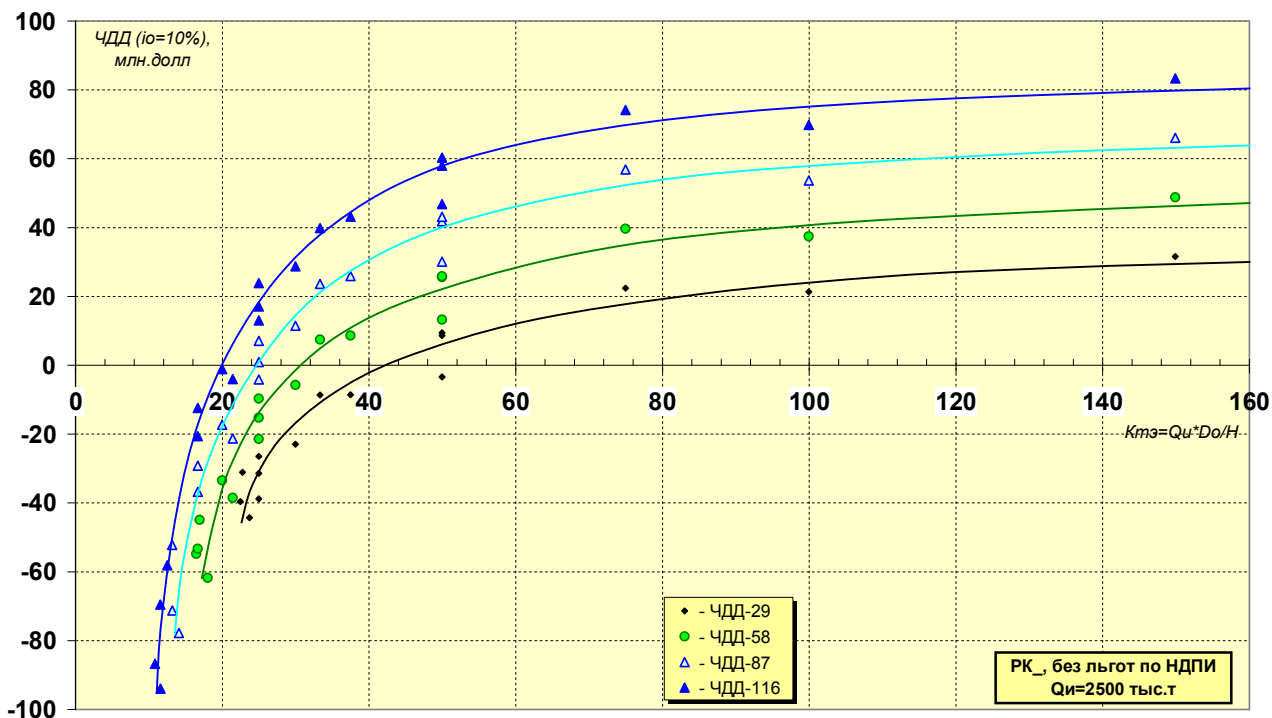


Рис. 8. Зависимость ЧДД ($i_0=10\%$) по проектам от технологической эффективности запасов и цен на нефть

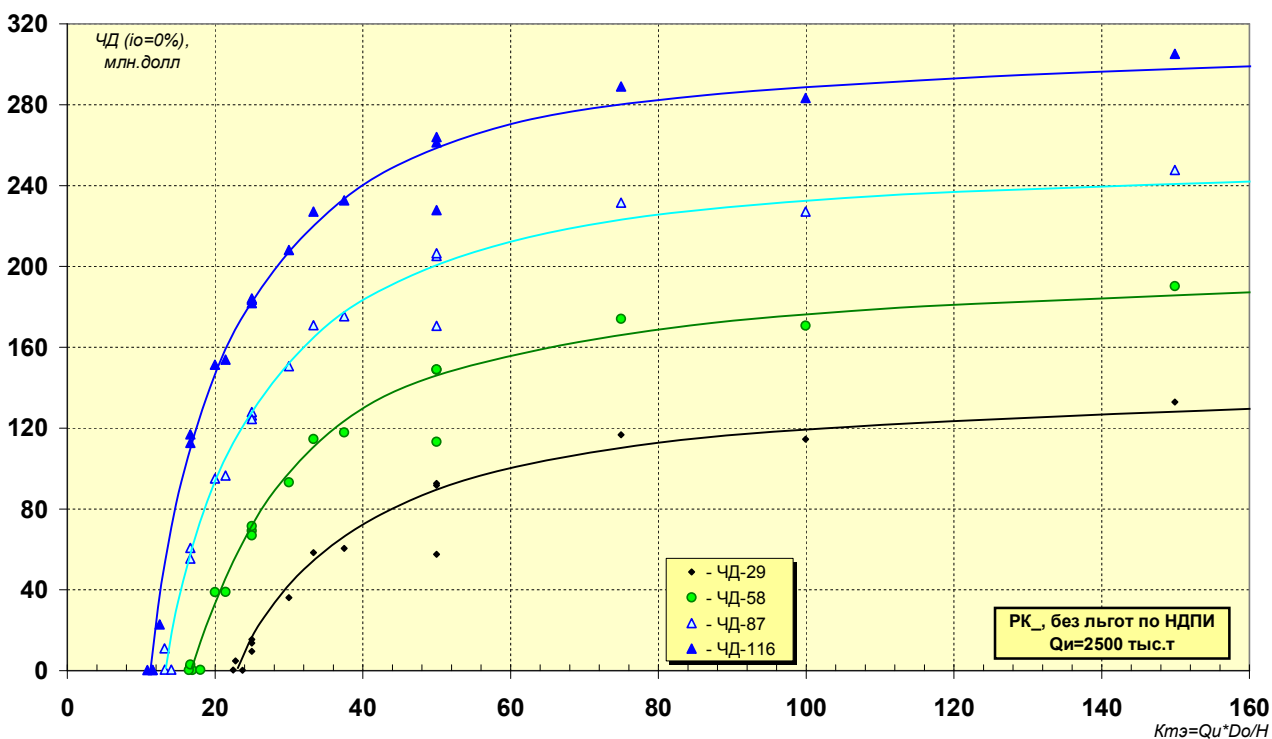


Рис. 9. Зависимость чистого дохода (ЧД, $i_0=0\%$) по проектам от технологической эффективности запасов и цен на нефть

Так, если в НАО по объектам группы 2,5 млн. т и для ВНР=10% диапазон изменения kt_3 при вариациях цен от 29 до 116 долл. США/барр. лежит в интервале 16-48 ед. (разброс 32 ед.), то в РК – в диапазоне 20-40 ед. (разброс 20 ед.); для ВНР=0% - соответственно, по НАО 11-28 (17 ед.), по РК 10-24 (12 ед.). Подобные же соотношения по группам объектов 400 тыс. т (и в диапазоне цен от 58 до 116 долл. США/барр.) для ВНР=10% по НАО 4,2-7,6 (разброс 3,4 ед.), по РК – 5,5-10,5 (разброс 5 ед.), для ВНР=0%, соответственно, 2,5-4,3 (1,8 ед.), по РК – 2,9-4,3 (1,4 ед.).

Последняя особенность еще более рельефно проявляется на других группах графиков – зависимости оценок ЧДД и ЧД от коэффициента технологической эффективности при вариациях цен на нефть (см. рис. 8, 9).

Это связано с тем, что наличие такого мощного макроэкономического фактора, каким являются налоговые каникулы по НДС, распространяющиеся на значительную часть запасов объекта (примерно до 30-45% их объема), позволяет “вытянуть” на более высокий уровень показатели экономической эффективности существенной части объектов, характеризующихся низкими показателями технологической эффективности. Тем самым, наличие подобных льгот (при всех прочих равных условиях) существенно расширяет влево (в сторону снижения) границу предельной технологической эффективности запасов. Одновременно с этим расширяется объем ресурсной базы, экономически привлекательной для потенциальных инвесторов и, соответственно, расширяется ресурсная база нефтедобычи. Это, в свою очередь, влечет дополнительный эффект по ее расширению (за счет наращивания производственно-технологического инфраструктурного потенциала территории, что - в общем случае - приводит к общему снижению капитальных и эксплуатационных затрат для конкретных объектов недропользования).

Сравним относительные перспективы вовлечения в промышленный оборот объектов РК, аналогичных объектам НАО, рассмотренным выше. Напомним, в пределах Республики Коми уровень капитальных и эксплуатационных затрат примерно на 20% ниже, чем в пределах НАО, но здесь отсутствуют льготы по НДС (в форме налоговых каникул на 7 лет с начала добычи).

Так, при цене 29 долл. США/барр. оценкам ВНР=10% и ВНР=20% отвечают значения kt_3 , соответственно, 41 и 75 ед. (см. рис. 7). В этом случае объект с извлекаемыми запасами 2,0 млн. т и локализованный на глубине 3500 м должен характеризоваться продуктивностью вмещающих отложений, гарантирующей начальные рабочие дебиты не ниже, соответственно, 72 и 132 т/сут. Это заметно ниже критических значений данного показателя

в пределах НАО (81 и 149 т/сут). Альтернативная ситуация: при продуктивности отложений, характеризующихся уровнем $Do=35$ т/сут, для этого же уровня цен критическая глубина залегания не должна превышать 1700 и 900 м (по НАО – 1500 и 800 м соответственно). Таким образом, для объектов данной группы, характеризующихся относительно высокими технологическими показателями, льготы по НДС являются менее критичным фактором, чем уровень себестоимости (и в первую очередь, конечно же, чем уровень капитальных затрат).

Для цены нефти 75 долл. США/барр. для объектов данной группы при $ктэ < 14$ ед. инвестиции даже не окупаются ($ВНР < 0$), при $ктэ = 24$ ед. достигают уровня нормальной рентабельности ($ВНР = 10\%$) и при $ктэ > 39$ ед. проекты относятся к высокорентабельным ($ВНР > 20\%$) (см. рис. 7). То есть в пределах территории РК объект с запасами 1,5 млн. т, залегающий на глубине 2500 м, при $Do < 23$ т/сут. даже не окупит инвестиций, а рентабельным и высокорентабельным он может быть лишь при начальном рабочем дебите не ниже, соответственно, 40 и 65 т/сут. Для территории НАО критические уровни дебитов соответствовали 27, 42 и 60 т/сут.

Критические глубины залегания при заданном дебите 40 т/сут для этого же объекта в пределах РК будут соответствовать 4200, 2500 и 1500 м (по НАО - 3700, 2400 и 1600 м).

Эти примеры наглядно иллюстрируют разнонаправленность и различную степень влияния разных факторов на экономические показатели проектов. При этом, чем ниже геолого-промысловые показатели объекта (отождествляемые в рассматриваемом варианте с величиной показателя $ктэ$), тем более жестким является подобное влияние.

В пределах РК закритичным уровнем себестоимости при цене нефти 29 долл. США/барр. является ее величина около 90 долл. США/т (инвестиции не окупаются) (см. рис. 7), при себестоимости около 55 долл. США/т $ВНР = 10\%$, наконец, при себестоимости ниже 35 долл. США/т проект является высокорентабельным (по НАО эти уровни соответствовали 95, 62 и 45 долл. США/т).

Для цены 87 долл. США/барр. высокая рентабельность ($ВНР > 20\%$) может быть достигнута лишь на объектах, себестоимость освоения которых ниже 55 долл. США/т (по НАО - 85 долл. США/т). При этом в случае повышения себестоимости до 85 долл. США/т рентабельность освоения упадет примерно до 10%. Для объекта с запасами 2500 тыс. т подобный рост себестоимости, выражающийся в объеме дополнительных инвестиций и соответствующий повышению капзатрат по проекту на $(85-55)*2,5=30*2,5=75$ млн. долл. США., может быть обусловлен необходимостью строительства межпромыслового

трубопровода на мощность до 140 тыс. твг протяженностью примерно 188 км (для НАО – 175 км).

При цене нефти 58 долл. США/барр. высокую рентабельность можно ожидать при себестоимости освоения не выше 45 долл. США/т. Соответственно, порог нормальной рентабельности ограничен уже себестоимостью порядка 70 долл. США/т (по НАО соответствующие значения составляют 65 и 90 долл. США/т).

В определенной мере специфичны для объектов территории Республики Коми и графики налоговой нагрузки (рис. 10). Общий вид графиков идентичен графикам по объектам НАО, однако абсолютная величина удельной налоговой нагрузки здесь существенно больше в силу отсутствия на данной территории налоговых каникул по НДС. Здесь с возрастанием цен на нефть от 29, 58, 87 до 116 долл. США/барр. (по экспортным поставкам) налоговая нагрузка увеличивается с примерно 75 (39%) до 190 (56%), 315 (65%) и 435 (69%) долл. США/т. Соответственно, и доля налогов в осредненной цене нефти (цифра в скобках) здесь заметно выше, чем по территории НАО (на 3-8 абсолютных пункта).

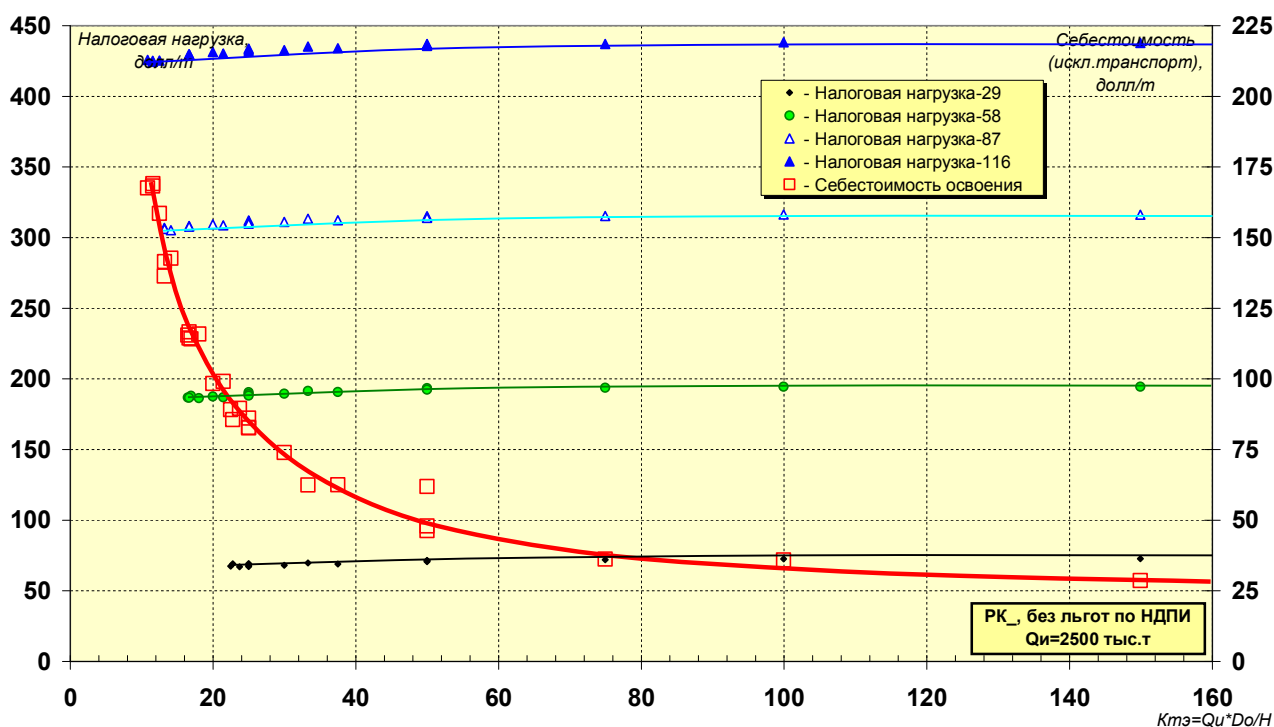


Рис. 10. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на нефть

В условиях более высокой налоговой нагрузки в пределах региона и с учетом заметно меньшей себестоимости освоения ресурсной базы, аналогичной по геолого-промысловым характеристикам ресурсам Ненецкого АО, для территории Республики Коми резерв

вовлечения дополнительных запасов в промышленный оборот, связанный со снижением налогов на добывающий сегмент, еще выше. А учитывая особенности структуры углеводородной базы региона (это территория с высоким уровнем разведанности начальных суммарных ресурсов – НСР - и высокой степенью вовлеченности в промышленный оборот и выработанностью запасов по сравнению с НАО) это и наиболее перспективное направление, характеризующееся существенным резервом наращивания добычного потенциала. К тому же это направление не требует запредельных материальных и финансовых усилий по наращиванию инфраструктуры, так как ее базовый каркас в пределах региона уже создан и эффективно используется.

Сравнивая наиболее характерные особенности представленных зависимостей для двух субъектов ТПП, следует отметить следующее.

Критические значения геолого-промысловых факторов, определяющие выход проектов на фиксированный уровень рентабельности (простая окупаемость инвестиций, нормальная или высокая рентабельность и т.п.), близки для объектов, принадлежащих к одинаковым классам крупности, как для территории НАО, так и для РК, но при этом наблюдается определенное различие в динамике соответствующих графиков, тенденциях такой зависимости.

Так, критический порог для объектов РК отличается несколько большей жесткостью по сравнению с объектами НАО - и тем сильнее, чем выше уровень заложенных цен. Это свидетельствует о более сильном положительном влиянии на эффективность проектов наличия налоговых каникул по НДС по сравнению со снижением уровня капитальных и эксплуатационных затрат (в принятых размерах). По мере снижения цен на нефть (а значит, снижения общей величины НДС и, как следствие, снижения относительной значимости данной льготы) преимущественное влияние оказывает снижение себестоимости освоения нефтяных объектов, присущее территории РК.

Как отмечалось, подобная относительная дифференциация нарастает по мере ухудшения экономических показателей проектов – то есть при снижении цен на нефть и снижении технологической эффективности запасов (при уменьшении запасов оцениваемых объектов, увеличении глубин залегания, снижении продуктивности вмещающих отложений).

Дополнение в процессе проведения подобного анализа зависимостей оценок $VNP=f_1(ктэ)$, по сути, дублирующими и одновременно уточняющими номограммами, построенными по другим показателям экономической эффективности ($ЧДД=f_2(ктэ)$ $ЧД=f_3(ктэ)$) позволяет осуществить более точную дифференциацию объектов,

принадлежащих к разным и наиболее значимым с точки зрения экономической эффективности (а значит, и промышленной значимости) группам: условно рентабельных и нормально рентабельных (исходя из соотношения $VHP=10\% \leftrightarrow ЧДД/ио=10\%/=0,0$), нерентабельных и условно рентабельных (исходя из соотношения $VHP=0\% \leftrightarrow ЧД \equiv ЧДД/ио=0\%/=0,0$).

Очевидно, что отклонение в ту или иную сторону себестоимости освоения (объема необходимых инвестиций или уровня эксплуатационных затрат) повлечет смещение в соответствующем направлении точек вдоль номограмм, смещая тем самым относительный критический уровень показателя $ктэ$, сопряженный с базовыми геолого-промысловыми факторами (Q_i, D_o, H). Соответственно, будет меняться принадлежность исследуемых объектов к той или иной группе по экономической эффективности их освоения. Степень подобной “деформации” определяется влиянием и других факторов, наиболее существенными из которых в нашем рассмотрении приняты цены на нефть и налоговая нагрузка.

Вполне очевиден и другой вывод.

Объекты нерентабельные, условно рентабельные и даже часть нормально рентабельных объектов (например, характеризующихся повышенными геологическими рисками, обусловленными недостаточно надежным определением величины запасов объекта оценки и фильтрационно-емкостных характеристик вмещающих отложений и, следовательно, его добычных возможностей, или чисто финансовыми рисками, такими как завышенные ценовые ожидания) заведомо не будут востребованы при заложенных макроэкономических условиях. Соответственно, они не будут разрабатываться и не дадут потенциально возможных налоговых поступлений. В сферу практических интересов недропользователей и в процесс освоения они могут быть вовлечены лишь при условии снижения налогового бремени.

В зависимости от уровня цен и, соответственно, от теоретически возможного объема налоговых “преференций” можно говорить о дополнительном объеме ресурсной базы, вовлекаемой в сферу экономических интересов потенциальных недропользователей (то есть, вовлекаемых в промышленный оборот). При этом из приведенных графиков видно, что при минимальном уровне цен влияние налоговых льгот минимально, однако с их ростом возможности компенсации “избыточной” себестоимости (то есть сверх уровня, отвечающего приемлемому порогу) возрастают. Уровня рентабельности, приемлемого для

недропользователей, могут достигать все новые группы объектов с относительно все более худшими геолого-промысловыми характеристиками.

Безусловно, здесь должны существовать и разумные ограничения, вытекающие непосредственно из структуры налогов и регламентирующие, тем самым, масштабы подобных налоговых льгот.

В качестве примера использования рассмотренного подхода к анализу газовой ресурсной базы рассмотрим результаты экономической оценки для группы газовых месторождений с запасами около 9 млрд. м³ в пределах Ненецкого АО.

Также рассмотрены четыре уровня цен. Поскольку цены на газ на международном рынке УВС привязаны к ценам на нефть, в качестве базовой цены на газ принята цена **290** долл. США/тыс. м³ (цена на границе РФ), что эквивалентно базовой цене нефти 58 долл. США/барр. Аналогично нефтяным объектам дополнительно рассмотрены варианты газовых цен на 50% ниже, а также на 50% и на 100% выше базового уровня (соответственно, 145, 435 и 580 долл. США/тыс. м³).

Внутренние цены на газ в каждом из ценовых вариантов приняты исходя из принципа равно доходности внутренних и экспортных поставок. Соответственно, потребительские цены в пределах РФ должны составить (с учетом транспортных расходов и специфики налогообложения), соответственно, 114, 249, 384 и 519 долл. США/тыс. м³.

В настоящее время декларируется принцип выхода на равно доходность экспортных и внутренних поставок газа, в связи с чем планировалось к 2011-2012 гг. выйти на внутренние цены порядка 110-130 долл. США/тыс. м³. Развитие мирового финансового кризиса, затронувшего и российскую экономику, несколько приглушило разговоры о подобном ценовом уровне, сместив сроки его реализации, по крайней мере, на несколько лет.

В связи с этим возникает противоречивая ситуация. При росте цен на нефть (а это, на наш взгляд, неизбежно даже в относительно недалекой перспективе) будут расти и цены на газ. Соответственно, в случае соблюдения принципа равно доходности цен при заложенных экспортных ценах внутренние должны находиться на уровне 114, 249, 384 и 519 долл. США/тыс.м³, что выходит далеко за рамки продекларированного диапазона их роста. Следует учитывать также, что подтягивание их к уровню равно доходных самым негативным образом отразится на экономике страны и социальном положении подавляющей части населения (рост тарифов, себестоимости продукции и т.д.). Единственным положительным фактором станет стимулирующее влияние роста внутренних цен на энерго-эффективность экономики и энергоемкость ВВП. Однако подобный процесс (и особенно с учетом

масштабов нашей страны) заведомо не будет перманентным и может растянуться на многие годы, если не десятилетия. Поэтому, скорее всего, адекватного подтягивания внутренних цен не будет, этот процесс будет происходить, но с определенным лагом во времени и отставанием по абсолютной величине.

В связи с этим нами рассмотрены другие варианты формирования внутренних цен – также с учетом элементов принципа эквивалентности, но с меньшим уровнем доходности внутренних поставок газового сырья. В частности, рассмотрены варианты 50-процентной и 25-процентной доходности внутренних поставок относительно экспортных. Соответственно, внутренние цены при заложенном диапазоне изменения экспортных цен приняты равными 69, 136, 204, 271 долл. США/тыс. м³ (обеспечивают 50%-уровень доходности на внутреннем рынке относительно доходности экспортных поставок) и 47, 80, 114, 148 долл. США/тыс. м³ (обеспечивают 25%-уровень доходности внутренних поставок). Таким образом, базовой цене 290 долл. США/тыс. м³ в зависимости от соотношения доходности внутренних и экспортных поставок будет отвечать цена у внутреннего потребителя 249 (доходность внутренних поставок и экспорта 1:1), 136 (доходность 1:2) и 80 долл. США/тыс. м³ (доходность 1:4).

Для территории НАО характерен более высокий уровень капитальных и эксплуатационных затрат - примерно на 20% выше, чем для территории РК. Для газовых объектов какие-либо налоговые льготы отсутствуют.

Налогообложение отвечает условиям действующей налоговой системы.

Транспортный тариф принят равным 30 долл. США/тыс. м³ для экспортируемого газа и 20 долл. США/тыс. м³ – для потребляемого в пределах РФ. Доля экспорта составляет 50%.

Курс рубля 33,9 руб./долл. США. Цены приняты постоянными, инфляция не учитывалась.

По объектам оценки варьировались глубина залегания (от 1000 до 8000 м и более) и начальный рабочий дебит (25, 50 и 75 тыс. м³/сут.). Принцип построения номограмм тот же, что и для нефтяных объектов. При оценке затрат на ГРП учитывались затраты на проведение сейсмики 2D и поисково-разведочного бурения. Для рассматриваемого объекта 9,0 млрд. м³ включены затраты на бурение 4-х поисково-разведочных скважин.

На рис. 11-13 для разных условий реализации газа на внутреннем рынке 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.

По аналогии с нефтяными объектами проиллюстрируем возможности использования полученных номограмм. Рассмотрим объект с запасами 7 млрд. м³, расположенный на глубине 3000 м с предполагаемой продуктивностью на уровне 35 тыс. м³/сут. Оценка $ktэ$ составит примерно 82 ед. ($ktэ=7,0*35/3,0=81,7$).

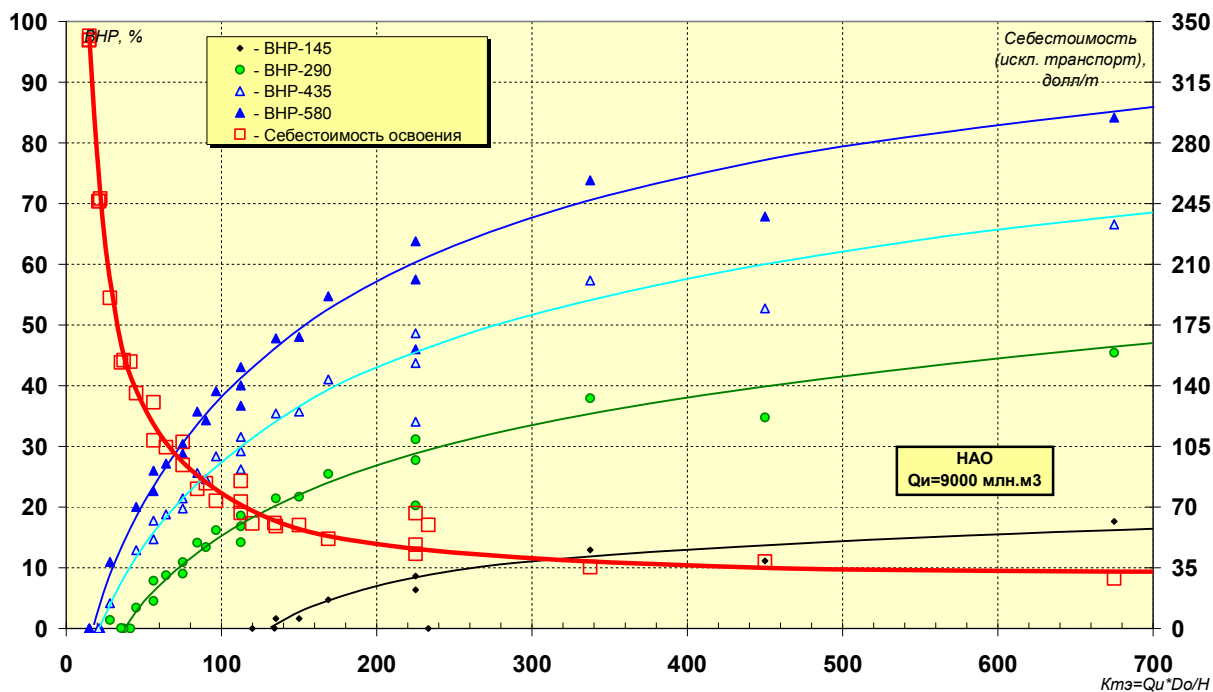


Рис. 11. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на газ (доходность 1:1)

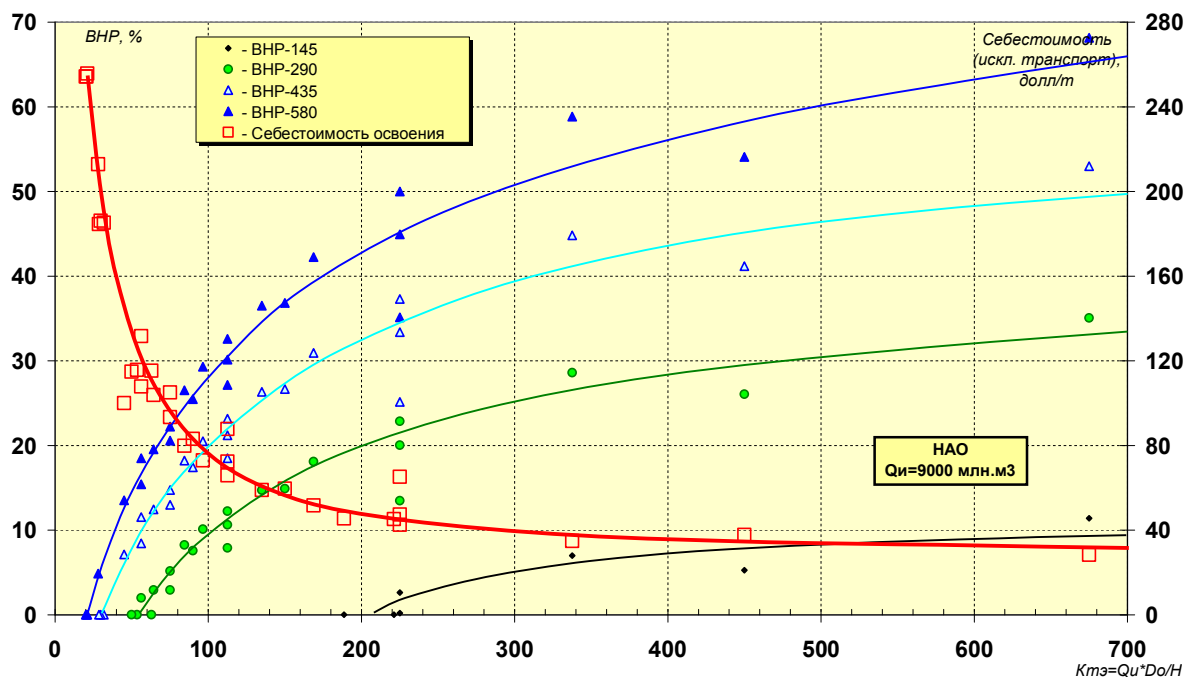


Рис. 12. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на газ (доходность 1:2)

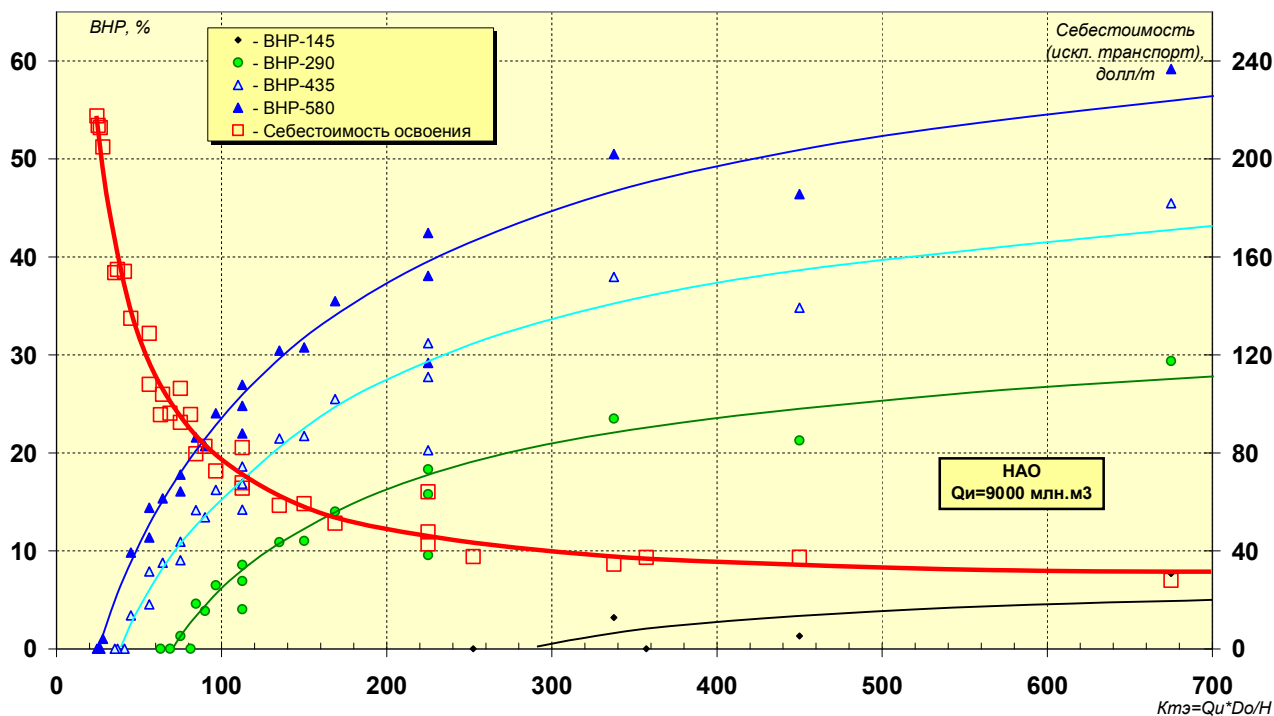


Рис. 13. Зависимость себестоимости освоения и ВНР инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на газ (доходность 1:4)

Соответственно, в варианте равно доходных цен такой объект будет нерентабельным при уровне экспортной цены 145 долл. США/тыс. м³, рентабельным (ВНР=10-15%) при цене 290 долл. США/тыс. м³ и высокорентабельным (22-26% и 32-36%) при цене 435 и 580 долл. США/тыс. м³ (см. рис. 11).

При меньшем уровне доходности внутренних поставок относительно экспортных (1:2) данный объект будет также нерентабельным при цене 145 долл. США/тыс. м³, условно-рентабельным (ВНР=5-8%) при цене 290 долл. США/тыс. м³ и нормально (ВНР=15-18%) или высокорентабельным (ВНР=24-27%) при ценах 435 и 580 долл. США/тыс. м³ (см. рис. 12).

При соотношении доходности на уровне 1:4 при вариациях цен принадлежность объекта к группам по промышленной значимости не изменится, но эффективность инвестиций все-таки снизится (ВНР для рентабельного диапазона цен не превысит значений, соответственно, 2-5%, 11-14% и 18-22% (см. рис. 13).

Здесь также на критические значения базовых геолого-промысловых факторов дополнительно будут влиять макроэкономические факторы – необходимость дополнительных затрат на инфраструктуру, на обустройство и т.д. Так, себестоимость освоения объекта, соответствующего рассмотренному в предыдущем примере (для ктэ=82

ед.), оценивается на уровне не ниже 85-90 долл. США/тыс. м³ (напомним, без учета транспортных издержек).

Согласно полученным номограммам (см. рис. 11), при ценах 435 долл. США/тыс. м³ и при условии равно доходности поставок сырья высокая рентабельность (ВНР>20%) может быть достигнута лишь на объектах, себестоимость освоения которых ниже 95-110 долл. США/тыс. м³. При этом в случае повышения себестоимости до 130-150 долл. США/тыс. м³ рентабельность освоения упадет примерно до 10%. Для объекта с запасами 7,0 млрд. м³ подобный рост себестоимости (35*7=245 млн. долл. США) может быть обусловлен необходимостью строительства межпромыслового трубопровода на мощность до 400 млн. м³ в год протяженностью примерно 300-350 км.

Для газовых объектов также следует отметить, что все объекты в преобладающей части диапазона технологической эффективности запасов и экономической эффективности соответствующих проектов характеризуются практически одинаковой налоговой нагрузкой, уровень которой определяется исключительно ценой газа. При этом с ее возрастанием (от 145, 290, 435 до 580 долл. США/тыс. м³ для экспортных поставок) налоговая нагрузка увеличивается с примерно 45 (35%) до 110 (40%), 165 (40%) и 220 (40%) долл. США/тыс. м³ при равно доходных ценах на газ и с 35 (36%) до 70 (38%), 110 (40%) и 145 (40%) долл. США/тыс. м³ при соотношении доходности 1:4. В скобках указана доля объема налогов от уровня средневзвешенной цены газа у потребителя (с учетом заложенного соотношения поставок на экспорт и внутренним потребителям 50:50) (рис. 14-16).

Близкий уровень налоговой нагрузки обусловлен спецификой исчисления “газовых” налогов – практически все они определяются процентной ставкой и напрямую зависят от уровня цен. При этом совокупные ставки налогообложения на экспортируемый и внутренний газ близки.

Для газовых объектов (но только при относительно высоких ценах) заметна дифференциация налоговой нагрузки в зависимости от технологической эффективности запасов, которая проявляется в левой части шкалы ктэ (ее снижение при попадании объектов в зону критического уровня технологической эффективности, выводящего объекты в группу нерентабельных). Это обусловлено тем, что налоговая нагрузка на газовые объекты значительно ниже таковой по нефтяным объектам, в силу чего роль налога на прибыль существенна в общем объеме взимаемых налогов. Поэтому выход объектов в зону нерентабельности снижает (или даже упраздняет) налогооблагаемую базу данного налога и, соответственно, снижает (или упраздняет) налог на прибыль. И это вполне явным образом

отражается на общем уровне налогообложения (влияние тем существеннее, чем выше налоговая база данного налога, которая, в свою очередь, напрямую связана с уровнем цен и себестоимостью освоения).

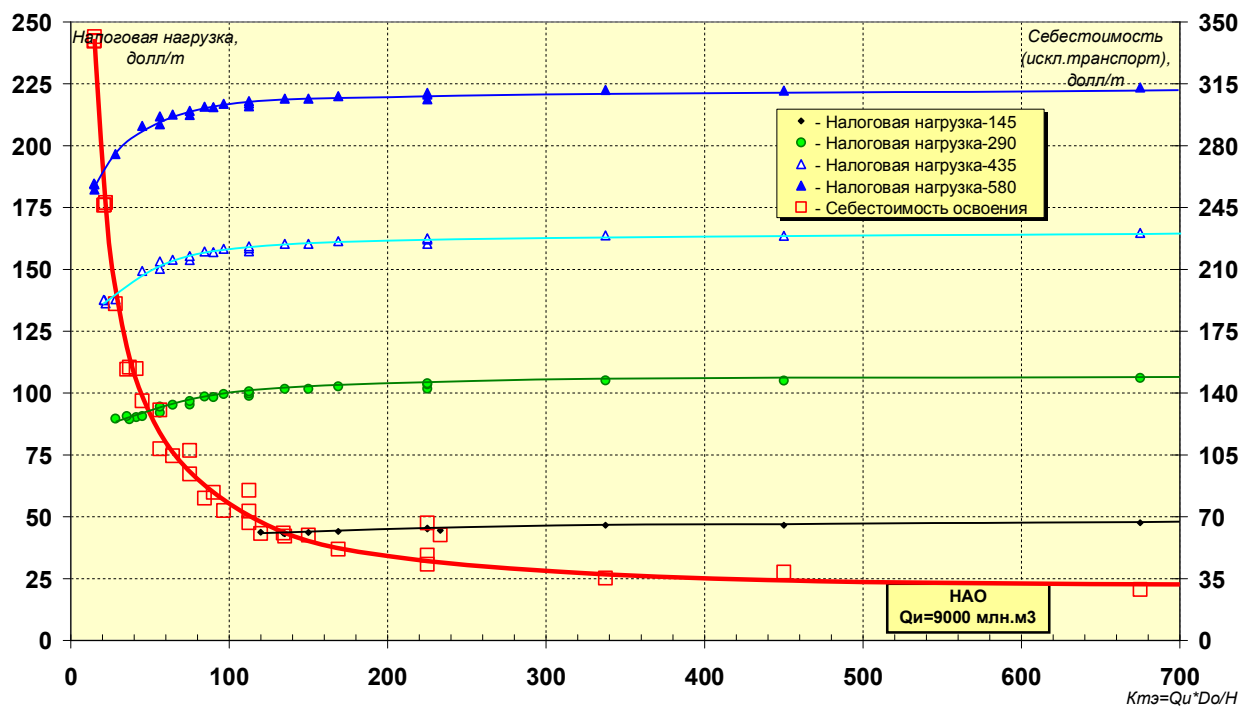


Рис. 14. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на газ (доходность 1:1)

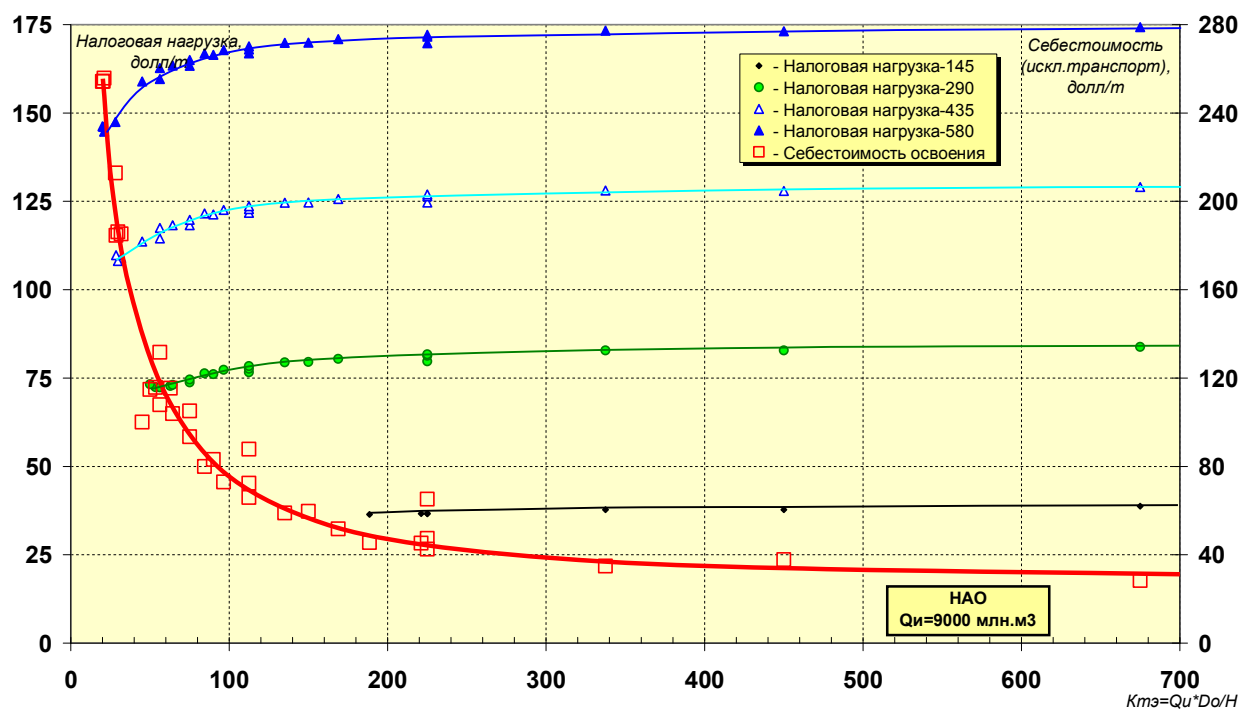


Рис. 15. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на газ (доходность 1:2)

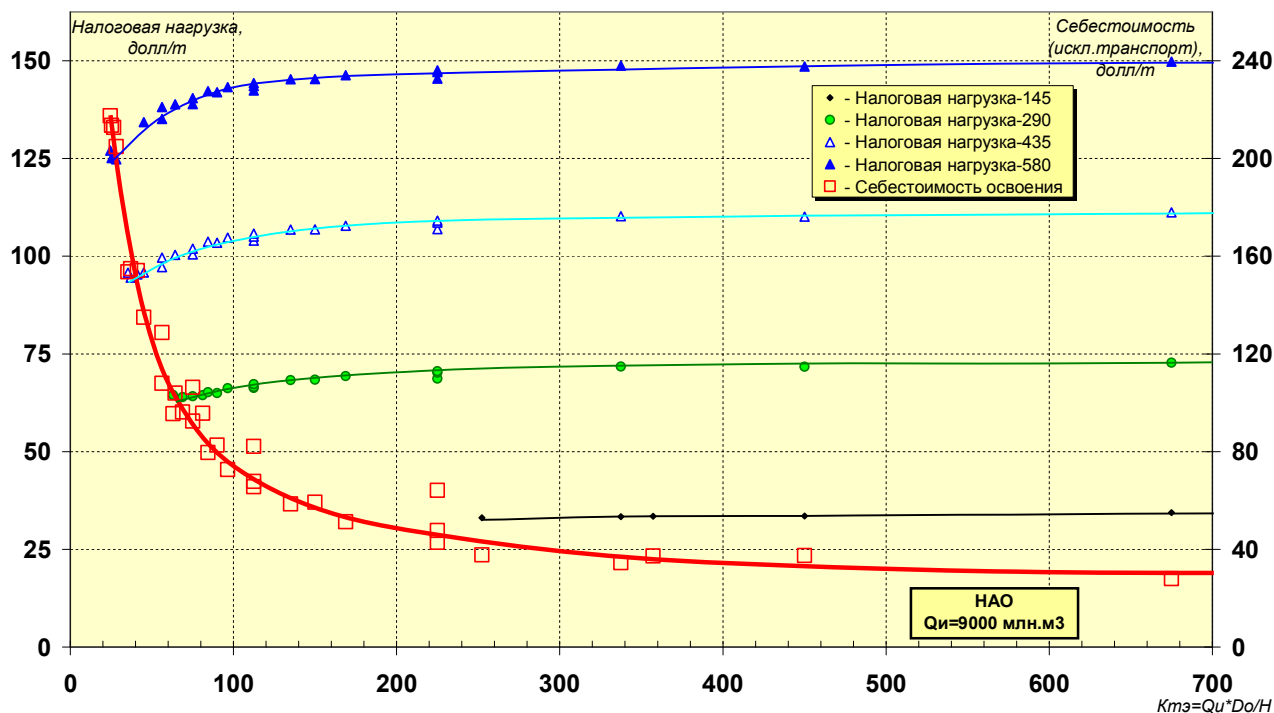


Рис. 16. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на газ (доходность 1:4)

Однако даже с учетом отмеченного обстоятельства вполне очевидно, что действующая налоговая система и в газовой отрасли не осуществляет, по большому счету, значимой дифференциации налоговой нагрузки в зависимости от экономической эффективности проектов (она проявляется лишь в налоге на прибыль, который в абсолютном исчислении здесь уже более значим, но, тем не менее, все-таки не определяет общий уровень налогообложения).

Критические значения геолого-промысловых факторов, определяющие выход газовых проектов на фиксированный уровень рентабельности (простая окупаемость инвестиций, нормальная или высокая рентабельность и т.п.), напрямую сопряжены с уровнем цен. Специфика газовых проектов (в отличие от нефтяных) обусловлена практически идентичной налоговой нагрузкой на внутренние и на экспортные поставки, поэтому с позиций недропользователя безразлично, чем обеспечивается этот уровень – уровнем ли экспортных цен, или внутренних, поскольку единственный налог, ставка которого определена жестко и не зависит от цен на газ – НДС – на сегодня минимален (составляет 147 руб./тыс. м³) и не способен оказать значимое влияние на показатели экономической эффективности в случаях значительного различия цен внутреннего и внешнего рынков.

Таким образом, сказанное еще раз подтверждает вполне известные истины, однако с учетом приведенных количественных оценок - во многом конкретизирует их. Это позволяет утверждать следующее:

1. Инвестиционная привлекательность ресурсной базы углеводородов в значительной мере зависит от геолого-промысловых характеристик нефтегазовых объектов. Учитывая реальную структуру запасов и ресурсов нефти и газа, очевидно, что существенная часть объектов останется за гранью финансовых интересов недропользователей и, значит, не будет вовлечена в освоение.

2. С улучшением макроэкономической ситуации в добывающем секторе экономики (рост цен на нефть и газ, наращивание производственной и транспортной инфраструктуры и т.д.) потенциал наращивания добычи углеводородов будет возрастать. Однако, масштабы его расширения имеют определенные пределы, специфичные для каждого региона и обусловленные особенностями его нефтегеологического строения. Важным фактором повышения инвестиционной привлекательности нефтегазодобычи является оптимальная налоговая политика государства в данной сфере экономики.

3. Действующая налоговая система не учитывает состояния ресурсной базы углеводородов страны и сложившегося положения в добывающей отрасли и требует коренного изменения. Наиболее очевидный первоочередной шаг в данном направлении – дифференциация налоговой нагрузки в зависимости от качественного состава ресурсной базы.

Литература

Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) /Аминов Л.З. и др. – СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 311 с.

Григорьев Г.А., Мотрук В.Д. Рентабельность освоения и перспективы наращивания добычи нефти на новых объектах европейского севера России //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2007. - №4. - С. 48-53.

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

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 09.04.2007г. №23.

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

Прищепина О.М., Григорьев Г.А., Отмас А.А. Результаты геолого-экономической оценки нефтеперспективных объектов нераспределенного фонда недр Ненецкого автономного округа //В сб.: Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. Оценка инвестиционной привлекательности объектов лицензирования. – СПб.: ВНИГРИ, 2003. - С. 70-85.

Прищепина О.М., Отмас А.А., Григорьев Г.А. Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-печорской провинции) //В сб.: Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С. 93-101.

Рецензенты: Назаров Валентин Иванович, доктор экономических наук, профессор; Краснов Олег Сергеевич, доктор экономических наук, профессор.

Grigoryev G.A.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

INVESTMENT ATTRACTIVENESS OF HYDROCARBON RESOURCE BASE

The results of geological-economic assessment and investment attractiveness of the hydrocarbon resource base depending on the geologically-commercial and macroeconomic conditions of the mining projects implementation: values of stocks, initial flow rates, depth, oil and gas prices, tax system and tariffs (oil and gas facilities within the territory of the Nenets Autonomous District and the Komi Republic, Timan-Pechora petroleum province as an example) have been considered. A thorough analysis of the current tax system for oil and gas production is presented.

Key words: *geological and economic assessment, investment attractiveness, oil, gas, resource base, taxes, investments, economics, commercial specifications, Nenets Autonomous District, Komi Republic, Timan-Pechora petroleum province.*

References

Metodologiâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki kraevyh sistem drevnih platform (na primere Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii) /Aminov L.Z. i dr. – SPb.: VNIGRI, 2000. – 311 s.

Grigor'ev G.A., Motruk V.D. Rentabel'nost' osvoeniâ i perspektivy narašivaniâ dobyči nefti na novyh ob"ektah evropejskogo severa Rossii //Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2007. - #4. - S. 48-53.

Klassifikaciâ zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov. Utverždena prikazom MPR RF ot 01.11.2005 g. #298.

Metodičeskie rekomendacii po primeneniû Klassifikacii zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov, utverždennoj prikazom MPR RF ot 01 noâbrâ 2005 g. #298. Prikaz MPR RF ot 05.04.2007 g. i Rosnedra ot 09.04.2007g. #23.

Prišepa O.M. Metodologiâ i praktika vosproizvodstva zapasov nefti i gaza (Severo-Zapadnyj region) v sovremennyh usloviâh. – SPb.: Nedra, 2005. – 492 s.

Prišepa O.M., Grigor'ev G.A., Otmas A.A. Rezul'taty geologo-èkonomičeskoj ocenki nefteperspektivnyh ob"ektov neraspredelennogo fonda nedr Neneckogo avtonomnogo okruga //V sb.: Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki neftegazovyh ob"ektov. Ocenka investicionnoj privlekatel'nosti ob"ektov licenzirovaniâ. – SPb.: VNIGRI, 2003. - S. 70-85.

Prišepa O.M., Otmas A.A., Grigor'ev G.A. Metodika geologo-èkonomičeskoj ocenki ob"ektov rezervnogo fonda (na primere Timano-pečorskoj provincii) //V sb.: Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob"ektov. – SPb.: VNIGRI, 1999. - S. 93-101.

©Григорьев Г.А., 2010