

УДК 553.98.042.001.33(470.1)

Григорьев Г.А.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА В СВЕТЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ДОБЫЧНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

На примере нефтяных объектов в пределах территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции проанализированы недостатки новой классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья с точки зрения адекватного формирования финансово-экономической характеристики ресурсной базы нефтегазодобычи, предопределяющей ее инвестиционную привлекательность и промышленную значимость. Предлагаются возможные решения по их устранению: оптимизация налоговой нагрузки с учетом структуры ресурсной базы, подходы к оптимизации сетки эксплуатационного бурения, гармонизация понятий категоричности запасов и степени их изученности и достоверности.

Ключевые слова: *углеводородное сырье, структура ресурсной базы, классификация запасов, геолого-экономическая оценка, инвестиционная привлекательность, налоговая система, сетка эксплуатационного бурения, оптимизация, категоричность запасов, изученность, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.*

Главным побудительным импульсом для разработки и ввода в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа стал состоявшийся переход России на рыночную экономику и необходимость соизмерять наиболее существенные процессы, определяющие развитие нефтегазовой отрасли, с экономическими критериями. Учитывая ту роль, которую нефтегазовая отрасль играет в формировании валового внутреннего продукта страны, в структуре внутреннего потребления и экспорта, в объеме валютных поступлений, это решение давно назрело, поскольку старая классификация практически не затрагивала экономическую составляющую ресурсной базы углеводородного сырья, а экономика отрасли существовала как бы независимо от нее - в том числе за счет использования при решении определенных задач существующих западных классификаций [Халимов, 2009].

При всей очевидности данного шага и значимости новой классификации для нефтегазовой отрасли ее существующий вариант, на наш взгляд, не вполне адекватен тем требованиям, которые вытекают из перехода в рыночную среду, так как недостаточно глубоко или даже вовсе не затрагивает целый ряд аспектов, напрямую характеризующих экономическую составляющую добычных нефтегазовых проектов. Это налоговая система как ведущий макроэкономический фактор разнонаправленного воздействия на экономические показатели, оптимизация сетки эксплуатационных скважин как фактор

влияния одновременно и на экономические, и на геолого-промысловые характеристики проектов, наконец, эксплуатационная сетка как основа категоризации запасов по степени их изученности и одновременно фактор, сопряженный с оценкой их достоверности.

Налоговая система

Актуальность перехода на новые принципы формирования государственного баланса запасов (а они неразрывно связаны с их классификацией) обусловлена и вполне очевидным несоответствием между формально числящимися объемами углеводородного сырья и реальным потенциалом территорий с точки зрения возможности их вовлечения в промышленный оборот. На государственном балансе как равноправные до сих пор числятся объекты с запасами в десятки тысяч тонн и расположенные на глубинах 3-4 км. А это объекты, реальное освоение которых заведомо проблематично даже с технологических позиций, не говоря об экономических критериях. Воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородного сырья в последние 10-15 лет далеко не компенсирует объемов добычи нефти и газа, и отрасль существует благодаря потенциалу, сформированному в доперестроечные годы. Базовые месторождения, до сих пор обеспечивающие основную часть добычи, значительно выработаны, а структура запасов динамично ухудшается. Наиболее критического уровня данная проблема достигла в нефтяном сегменте [Прищепа и др., 1999; Прищепа, Григорьев, 2007; Прищепа, 2005]. Ситуация усугубляется тем обстоятельством, что основные нефтедобывающие регионы страны уже в существенной мере разведаны, а это предопределяет ухудшение структуры и прогнозных ресурсов углеводородного сырья.

Инвестиционная привлекательность нефтегазовых объектов напрямую обусловлена экономической эффективностью их освоения, которая определяется комплексом макроэкономических (цены, налоги, нормативно-стоимостная база и тарифы) и геолого-промысловых характеристик объектов. Наиболее существенными в последней группе являются величина извлекаемых запасов, начальный рабочий дебит скважин и глубина залегания продуктивных отложений. Именно данная группа показателей во многом определяет структуру ресурсной базы с точки зрения ее промышленного освоения.

Вполне очевидно, что возможность и поддержания и, тем более, наращивания добычного потенциала во многом зависит от структуры ресурсной базы, от критического уровня перечисленных параметров. Подобная зависимость очевидна и давно используется в практике недропользования. Различны варианты ее выражения и, соответственно, эффективность анализа и интерпретации получаемых результатов.

Один из возможных вариантов, на наш взгляд, наиболее информативных и перспективных с точки зрения решения прикладных задач нефтегазодобычи – построение графиков зависимости базовых показателей экономической эффективности инвестиционных проектов от структуры ресурсной базы углеводородного сырья. В качестве экономических показателей добычных проектов используются внутренняя норма рентабельности или доходности (ВНР или ВНД), чистый дисконтированный доход (ЧДД, $i_0=10\%$), чистый доход – недисконтированный (ЧД, $i_0=0\%$). В качестве характеристики структуры ресурсной базы задействуется сводный параметр $K_{тэ}$, характеризующий наиболее существенные геолого-промысловые параметры нефтяных или газовых объектов (условно, коэффициент технологической эффективности запасов или ресурсов, $K_{тэ}=Q_i \cdot D_0 / H$, где Q_i – начальные извлекаемые запасы, D_0 – начальный рабочий дебит скважин, H – глубина залегания перспективного объекта) [Григорьев, Прищеп, 2009; Григорьев, 2010; Григорьев, 2011; Григорьев, Отмас, Зытнер, 2011].

Полученные номограммы характеризуют соотношение качества ресурсной базы и ее инвестиционной привлекательности. Анализ рассмотренных зависимостей позволяет выходить не только на качественные, но и на определенные количественные характеристики структуры ресурсной базы углеводородного сырья.

Очевидна целесообразность построения подобных номограмм для разных групп объектов с точки зрения технологий их разработки. Их использование - весьма эффективный и универсальный инструмент, позволяющий вполне корректно определить критические значения наиболее существенных геолого-промысловых характеристик нефтегазовых объектов и оценить перспективы вовлечения в промышленный оборот конкретных нефтегазовых объектов, представляющих ресурсную базу.

Проиллюстрируем это на примере объектов класса крупности 1-3 млн. т (извлекаемые) для территории Ненецкого автономного округа (НАО) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Очевидно, что в зависимости от уровня цен и от качества ресурсной базы вне пределов инвестиционной привлекательности будет находиться разная часть ресурсного потенциала региона. Рассмотрены 4 уровня экспортных цен, цена нефти, реализуемой на внутреннем рынке, принята равнодоходной экспортным поставкам, доля экспорта составляет 50 %, цены приняты постоянными на весь период реализации проектов, инфляция не учитывалась, оценки отвечают действующей налоговой системе (рис. 1).

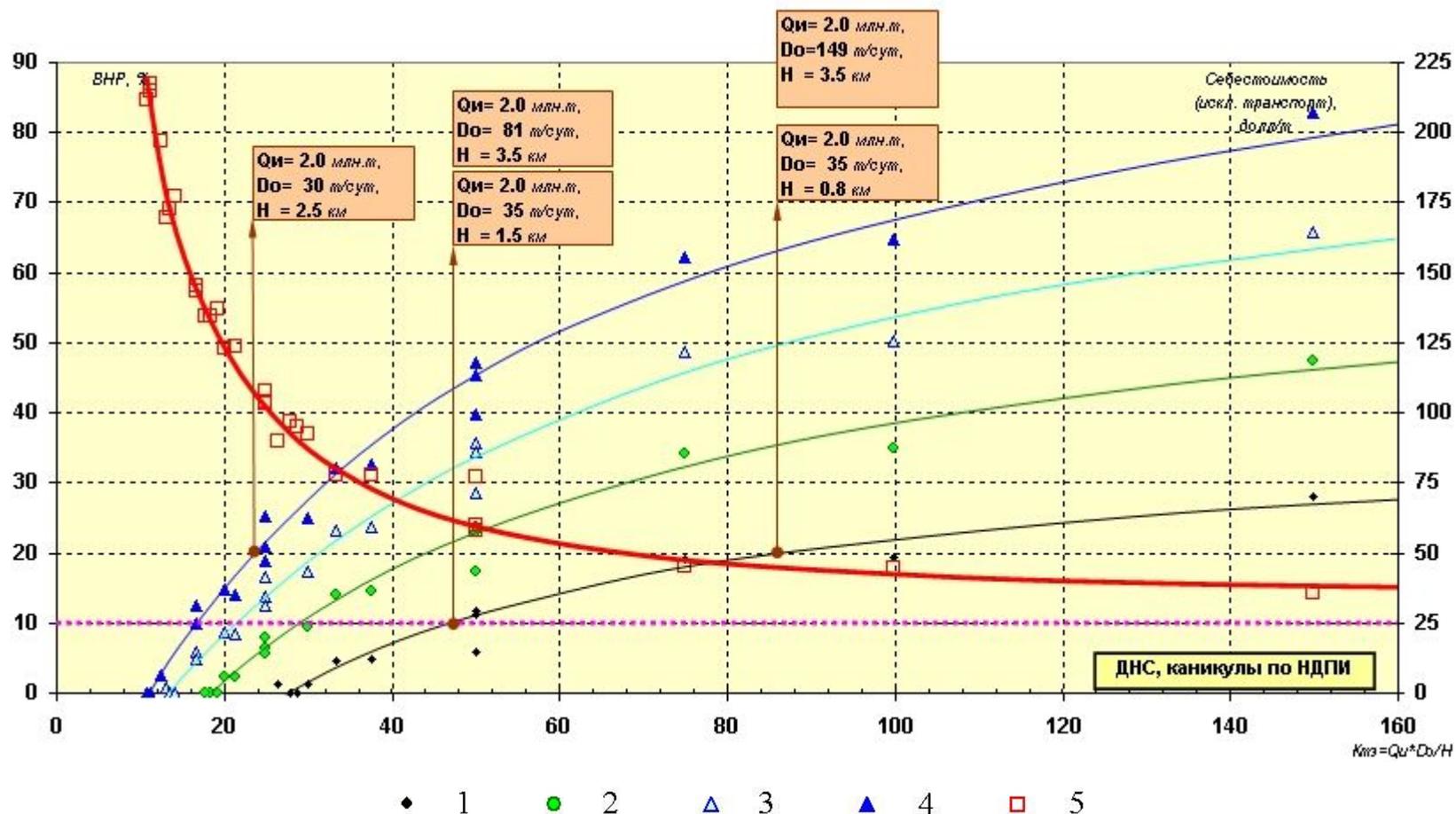


Рис. 1. Зависимость себестоимости освоения и внутренней нормы рентабельности инвестиций от технологической эффективности запасов и цен на нефть (Ненецкий АО)

1 – ВНР (при 29 долл. США/барр.); 2 – ВНР (при 58 долл. США/барр.); 3 – ВНР (при 87 долл. США/барр.); 4 – ВНР (при 116 долл. США/барр.); 5 – себестоимость освоения.

Приводимые графики демонстрируют наличие ярко выраженной и функционально обусловленной корреляции уровня себестоимости (технологическая себестоимость освоения, численно равная сумме удельных капитальных и эксплуатационных затрат, без учета транспортных расходов) с величиной Ктэ. Она возрастает по мере снижения показателя технологической эффективности запасов, то есть по мере ухудшения промыслово-технологических характеристик объектов разработки.

Пусть и 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 объяснимо с учетом существа анализируемой характеристики (является элементом нетривиальной алгебраической конструкции) и влияния на оценки ВНР целого ряда других факторов, связанных с реализацией подобных инвестиционных проектов. Степень подобной корреляционной выраженности возрастает при переходе на рассмотрение зависимостей от показателя Ктэ оценок ЧДД и ЧД [Григорьев, 2010, 2011].

Как видно из рис. 1, при цене на нефть 29 долл. США/барр. объект с запасами 2,0 млн. т и залегающий на глубине 3500 м может иметь нормальную рентабельность (ВНР=10 %) при продуктивности вмещающих отложений, обеспечивающей начальный рабочий дебит не ниже 81 т/сут., высокую рентабельность проекта (ВНР не ниже 20 %) может обеспечить начальный дебит не ниже 149 т/сут. В то же время, такой же по запасам объект, имеющий продуктивность коллектора, обеспечивающую начальный рабочий дебит на уровне 35 т/сут., применительно к условиям НАО нормально рентабельным (ВНР=10 %) может быть при глубине залегания не более 1500 м, а высокорентабельным – при глубине не более 800 м.

Для цены нефти 116 долл. США/барр. (примерно сегодняшний уровень мировых цен) получаем оценки Ктэ, соответствующие уровням рентабельности 0 % (инвестиции не окупаются), 10 % (минимально приемлемая рентабельность) и 20% (высокая рентабельность) равными, соответственно, примерно 11, 17 и 24 единицам. То есть для глубины залегания 2500 м даже без учета возможных рисков для объекта с запасами 2,0 млн. т минимально приемлемая рентабельность в 10 % достигается при начальном дебите не ниже 21 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 30 т/сут. При дебите ниже 14 т/сут. инвестиции в подобный объект в пределах НАО даже не окупятся.

Следует учитывать, что полученные оценки отвечают определенным условиям реализации инвестиционных проектов – с точки зрения объема и успешности геологоразведочных работ, объема 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 возрастают.

Рассмотрим другую составляющую инвестиционных проектов – налоговую нагрузку, графики которой рассмотрим в той же системе координат (то есть в зависимости от величины Kt_3 и цен на нефть) (рис. 2). Независимо от уровня технологической эффективности запасов и уровня экономической эффективности соответствующих проектов 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 для объектов в пределах НАО 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).

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.

Освобождение от всех налогов объектов рассматриваемого класса крупности 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 $Kt_3 = 45$ ед. до уровня примерно $Kt_3 = 10$ 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 [Григорьев, 2011].

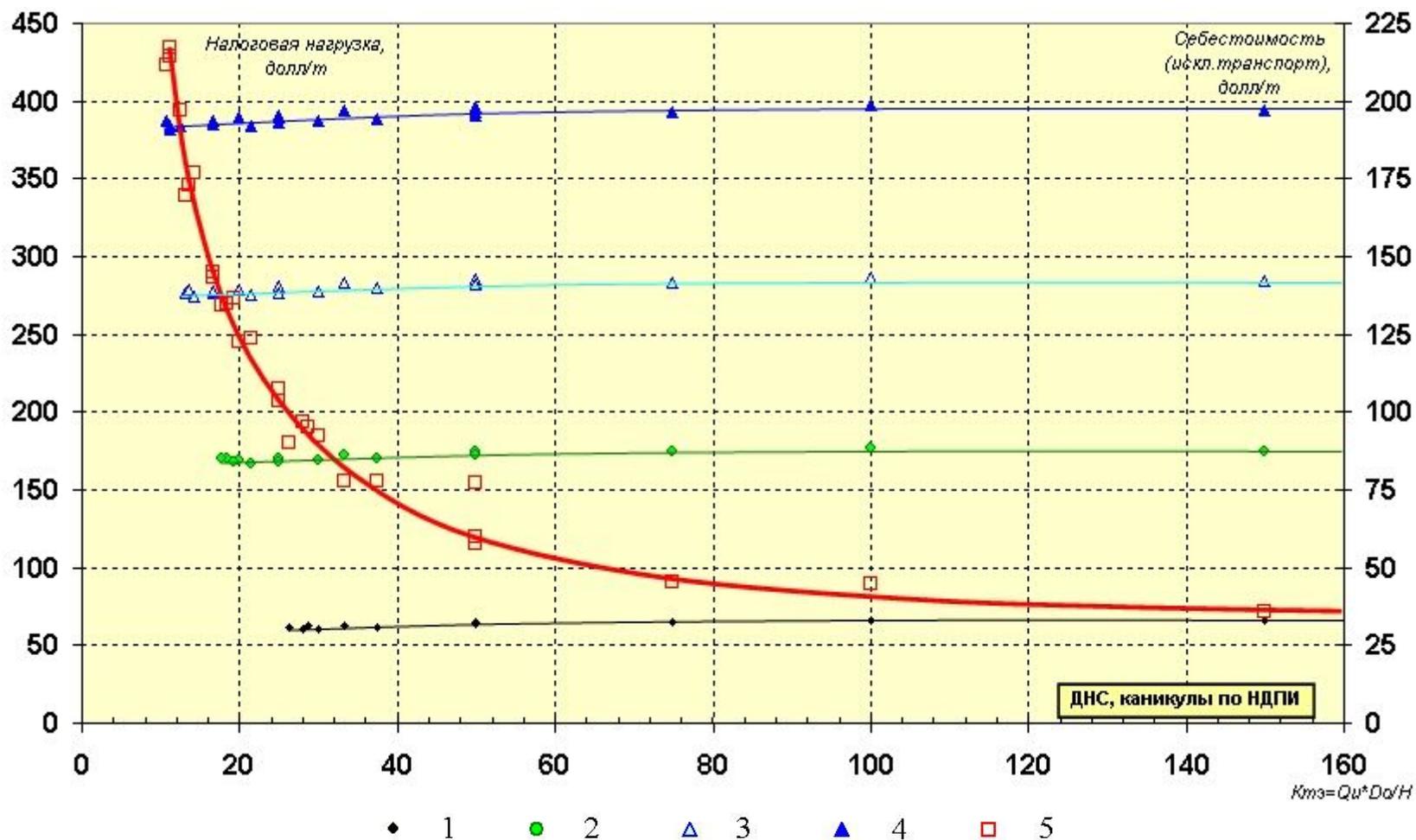


Рис. 2. Зависимость себестоимости освоения и налоговой нагрузки от технологической эффективности запасов и цен на нефть (Ненецкий АО)
 1 – налоговая нагрузка (при 29 долл. США/барр.); 2 – налоговая нагрузка (при 58 долл. США/барр.); 3 – налоговая нагрузка (при 87 долл. США/барр.); 4 – налоговая нагрузка (при 116 долл. США/барр.); 5 – себестоимость освоения.

Эффективность данного направления в его предельном варианте иллюстрируется графиками зависимости от параметра $K_{тэ}$ оценок ВНР, полученных в безналоговом режиме: практически все объекты рассмотренного диапазона технологической эффективности попадают в группу нормально рентабельных даже при минимальном уровне рассматриваемых цен. При ценах выше примерно 70 долл. США/барр. все эти объекты становятся высокорентабельными [Григорьев, 2010, 2011].

Отклонение в ту или иную сторону себестоимости освоения (объема необходимых инвестиций или уровня эксплуатационных затрат) неизбежно влечет сдвиг в соответствующем направлении точек вдоль номограмм, смещая тем самым относительный критический уровень показателя $K_{тэ}$, который сопряжен с базовыми геолого-промысловыми характеристиками (Q_i , D_o , H). Соответственно, изменится принадлежность исследуемых объектов к группе по экономической эффективности освоения. Степень подобной «деформации» и объем ресурсной базы, выпадающей из сферы практических интересов недропользования, определяется влиянием и других факторов, наиболее существенными из которых в нашем рассмотрении выступают цены на нефть и налоговая нагрузка.

Очевидно, что 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. Значит, 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 [Григорьев, 2011]. Уровня рентабельности, приемлемого

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

Как отмечалось, ресурсная база, не удовлетворяющая критическим значениям показателя Ктэ, не будет востребована и, значит, не принесет бюджетных поступлений. Учитывая наличие целого ряда рисков, свойственных добычным проектам (геологических, технологических, финансово-экономических), полученные оценки критических порогов по объему ресурсной базы в реальности дополнительно смещаются вправо (рис. 1).

Вместе с тем, проблема снижения налоговой нагрузки (вернее, ее оптимизации) не столь однозначна и должна рассматриваться с содержательных чисто экономических и более общих и широких производственно-финансовых позиций.

Например, в трансформации данного вопроса на существующие ныне «доперестроечные» добычные проекты в качестве обоснованной можно рассматривать позицию С.А. Кимельмана [Киммельман, 2011], который аргументированно доказывает наличие очевидных фактов недоизъятия рентных доходов у недропользователей. Вместе с тем, следует отдавать отчет и в том, что подобные недоработки налоговой системы - издержки переходного периода, обусловленные не только отсутствием необходимого законотворческого опыта в решении принципиально важных финансово-экономических вопросов, но зачастую и очевидным лоббированием интересов конкретных финансовых кругов при формировании законодательной базы.

Однако в общем контексте рассматриваемой проблемы - соотношение качества ресурсной базы и ее финансово-экономических показателей - речь идет о совершенно другой ситуации, когда субъективные элементы остаются за рамками обсуждения. Рассматриваются чисто объективные аспекты влияния на добычные проекты налогового режима. И объективная ситуация такова, что старт новых инвестиционных проектов невозможен, если их финансовые перспективы не удовлетворяют потенциальных недропользователей – не гарантируют минимально приемлемой доходности капиталовложений, уровень которой должен учитывать в том числе и рискованные составляющие добычных проектов.

Безусловно, рентные доходы как «незаработанные» должны изыматься налоговой системой, но при этом недопустимо сводить эти незаработанные доходы (сверхдоходы) исключительно к ценовой ренте, к ее абсолютной составляющей. Наряду с благоприятной ценовой конъюнктурой добычные проекты могут характеризоваться благоприятным географо-экономическим положением, высокими геолого-промысловыми показателями

объектов, что предопределяет наличие других составляющих горной ренты – в частности, инфраструктурной и технологической.

По Ю.В. Разовскому [Разовский, 2001], горная рента – это доход от использования недр с целью извлечения полезных ископаемых. При этом выделяется несколько видов ренты. Абсолютная горная рента формируется как доход при использовании объектов с самыми плохими характеристиками. Дифференциальная горная рента – это дополнительный и, по сути, не заработанный доход от использования недр, обязанный их относительно лучшим характеристикам (сверхдоход). Эта составляющая доходов должна изыматься у недропользователя в максимальном объеме в виде налогов.

Учитывая неуклонный рост потребности мировой экономики в сырье, динамично возрастающую эффективность его использования и обусловленную этим тенденцию роста цен на него (в историческом плане безальтернативную), исчерпаемость сырьевых ресурсов и, главное, ограниченность числа объектов с относительно благоприятными условиями добычи, ресурсы недр как предмет финансово-экономической деятельности объективно предполагают возникновение абсолютной и дифференциальной горной ренты. По существу, абсолютная горная рента является той же дифференциальной, но характеризующейся минимальным уровнем, ассоциируемым с минимальным доходом на использованный капитал. Дифференциальная рента возникает лишь в случае существенного превышения доходов за реализованный ресурс по сравнению с затратами на его производство в случае лучших условий недропользования [Разовский, 2001]. При этом следует учитывать, что и внутри дифференциальной ренты выделяют по меньшей мере два типа – обусловленную «естественными» благоприятными характеристиками объекта инвестирования и образующуюся благодаря использованию передовых промыслово-технологических решений при его освоении.

Соответственно, объекты недропользования с высокоэффективными ресурсами обеспечивают недропользователю не только нормальную прибыль (*«...это прибыль по уровню, равному банковскому проценту плюс стимулирующая надбавка, обеспечивающая расширенное горное производство и компенсацию за повышенный специфический риск недропользования»* [Разовский, 2001, с. 74]), но и сверхприбыль (то есть прибыль, превышающую нормальный уровень), которая независимо от видов деятельности отождествляется с рентой – доходом, полученным без затрат. В данном контексте дифференциальная горная рента отождествляется с незаработанной частью прибыли,

сверхприбылью недропользователя, обязанной своим возникновением использованию объектов с относительно лучшими характеристиками.

Задача сводится к отделению в доходах недропользователя нормальной прибыли от сверхприбыли и определению на этой основе дифференциальной горной ренты. На макроэкономическом уровне связь финансовой и горной ренты проявляется как превышение ставки банковского процента. При этом чем выше процентная ставка и, соответственно, больше финансовая рента, тем меньше (при прочих равных условиях) величина дифференциальной горной ренты. И наоборот [Разовский, 2001].

В условиях рыночной экономики необходимость оценки и выделения из прибыли недропользователя горной ренты обусловлена самой спецификой недропользования: вследствие уникальности практически каждого объекта прибыль добывающих предприятий будет отличаться главным образом из-за различий в горно-геологических, географо-экономических (включая инфраструктурные) условиях их эксплуатации [Разовский, 2001].

Действующая налоговая система напрямую привязана лишь к ценам нефти и даже по формальным признакам ориентирована исключительно на изъятие лишь ценовой ренты. Однако отсутствие объективных критериев формирования базовых налогов, напрямую определяемых уровнем цены на нефть (причем цены экспортной) - экспортной пошлины, налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), ставит под сомнение и этот тезис. Хотя бы потому, что с ростом цен на углеводородное сырье растут тарифы, стоимость оборудования, материалов и услуг, и это должно учитываться. То есть в формулу изъятия ценовой ренты помимо цены на углеводороды, по меньшей мере, должна быть заложена себестоимость освоения ресурсов, которая учитывает и инфраструктурную и геолого-промысловую компоненты.

В действующей налоговой системе этого нет. Периодически вводятся по тем или иным основаниям (объективность которых также не всегда очевидна) какие-то льготы (например, привязанные к регионам каникулы по НДПИ) включая элементы «ручного управления» (такие как регулирование ставки экспортной пошлины), но вводятся для всей территории – независимо от особенностей конкретного объекта, от финансово-экономической эффективности его освоения. И это в принципе неверно.

В этой ситуации некорректно утверждение, что снижение налоговой нагрузки означает исключительно отказ от изъятия ренты – это либо неадекватное понимание сути этой самой ренты, либо излишняя концентрация на недостатках сложившейся в России на данном этапе системы государственного управления вообще и недропользованием - в частности.

Ведь речь идет не о снижении налоговой нагрузки вообще, а лишь о ее облегчении на таких объектах, которые действующая налоговая система переводит в финансово непривлекательные, и от которой по этой причине потенциальные инвесторы отказываются. Более того, даже в налоговых преференциях требуется и возможен разумный подход – одно дело снизить или упразднить НДС, другое - снизить или упразднить экспортную пошлину. Второй вариант эквивалентен софинансированию на безвозмездной основе зарубежной перерабатывающей и нефтехимической отраслей экономики через осуществление налогового стимулирования добычи в собственной стране. С другой стороны, представляется нелогичным, когда в рамках действующей налоговой системы НДС исчисляется исходя из экспортных цен на нефть даже для нефти, потребляемой в России, цены на которую существенно ниже.

Наконец, почему тема реформирования НДС связывается исключительно со снижением налоговой нагрузки и снижением налоговых поступлений в госказну? Почему проекты технологически эффективные и экономически сверхприбыльные не обложить дополнительными налогами, направленными на изъятие инфраструктурной, геолого-промысловой ренты? На Ванкоре себестоимость добычи не превышает 2-2,5 долл. США/барр., но оно наравне с другими имеет каникулы по НДС и льготную экспортную пошлину. Штокман, себестоимость освоения которого даже с учетом сжижения части газа и транспортных расходов не превысит 80-120 долл. США/тыс. м³, предполагается освободить от всех налогов включая экспортную пошлину. Почему НДС на газ и при цене 300 долл. США/тыс. м³ и при цене 500 долл. США/тыс. м³ составляет 147 руб./тыс. м³, а НДС на нефть при цене 90 долл. США/барр. (или 650 долл. США/т - а цена газа привязывается к цене нефти и составляет примерно 0,75 от ее уровня) - 120 долл. США/т. Экспортная пошлина на газ составляет 30 % от цены экспортируемого газа, а на экспортируемую нефть при 90 долл. США/барр. почти 340 долл. США/т (около 52 % от экспортной цены). Ожидается и уже регламентировано во времени новое повышение базовой ставки НДС на нефть.

Налоговая перегруженность части ресурсной базы, которую следует отнести к технологически сложной и финансово непривлекательной (приурочена к левой части шкалы по показателю Ктэ), влечет по крайней мере два следствия.

Во-первых, из-за финансовой непривлекательности эта группа ресурсов не вводится в промышленный оборот. В условиях наблюдающегося весьма динамичного ухудшения структуры ресурсной базы, с учетом высокого уровня вовлеченности в освоение и

существенной выработанности ее лучшей части уже в ближайшее время возникнет прямая угроза поддержанию достигнутых уровней добычи нефти и выполнению экспортных обязательств по ее поставкам.

Во-вторых, инвестиционно непривлекательная ресурсная база никогда не даст налоговых поступлений. А это, как отмечалось, не только объекты нерентабельные и низкорентабельные, но и часть нормально рентабельных запасов. Посредством снижения налоговой нагрузки (ее части, большей или меньшей) она переходит в группу инвестиционно привлекательных, что предопределяет ее запуск в освоение и начало реальных налоговых поступлений. Более того, к чисто налоговым доходам государства в подобной ситуации следует приплюсовать синергетические эффекты от ввода ее в эксплуатацию, которые в нефтяном сегменте весьма существенны и могут кратно превышать объемы не только налоговых преференций, но и прямые налоговые поступления от добычи сырья.

В свете рассмотренных аспектов задача налоговой системы – гармонизировать финансово-экономические условия недропользования, оптимизировав налоговую нагрузку на добывающие предприятия. При этом очевидно, что гармонизация ни в коем случае не предполагает массовое и целенаправленное снижение налоговой нагрузки. Она должна снижаться на проекты технологически сложные и капиталоемкие, предполагающие высокие геологические и финансовые риски, то есть в первую очередь на проекты, отвечающие ресурсной базе с низкими качественными показателями (включая как геолого-промысловые характеристики, так и географо-экономические условия соответствующих территорий). И наоборот, проекты с высокими показателями технологической эффективности объектов разработки, приуроченные к обустроенным территориям и благоприятным природно-климатическим условиям, необходимо обременить дополнительными налогами, отвечающими действительно рентной компоненте данной ресурсной базы. И единственным критерием, регламентирующим налоговую нагрузку, должна быть экономическая эффективность добычных проектов.

Оптимизация налоговой системы – огромный резерв коррекции инвестиционной привлекательности в сторону ее наращивания. Даже минимальная дифференциация налоговой нагрузки, увязываемая с качеством ресурсной базы, способна существенно нарастить перспективную ресурсную базу, которая может быть востребована и вовлечена в эксплуатацию. При этом недополученные налоговые поступления могут быть многократно компенсированы дополнительными доходами, которые практически «заморожены» на тех объектах, к которым нет коммерческого интереса со стороны недропользователей. Кроме

того, продуманная налоговая система может выступать и эффективным регулятором добывающего сектора экономики через регулирование инвестиционной привлекательности нефтегазовых проектов.

При реформировании налоговой системы важно учитывать не только и даже не столько абсолютные показатели налоговых ставок. Важен также формат взимаемых налогов. Введение налоговых каникул по НДС на определенный период времени оказывает существенно больший эффект на финансовые результаты проектов, чем адекватное по абсолютной величине снижение налоговой нагрузки через снижение базовой ставки данного налога. С другой стороны, приверженность чиновников от недропользования к увеличению объемов стартовых платежей заведомо снижает финансовый интерес к целому ряду объектов, которые без подобных изъятий способны выдержать несоизмеримо более высокую налоговую нагрузку.

В контексте сказанного принципиальным недостатком существующего варианта новой классификации запасов, нацеленной на придание приоритетного статуса экономической составляющей ресурсной базы, является исключение из состава экономических показателей налоговой компоненты добычных проектов. Эта компонента, безусловно, должна быть включена в состав экономических характеристик ресурсной базы углеводородного сырья.

Оптимизация эксплуатационной сетки

Важнейшей характеристикой любого нефтегазового объекта является коэффициент извлечения запасов (ресурсов). На сегодня не существует методов, позволяющих надежно и с заданной точностью определить коэффициент извлечения нефти. Это не возможно в принципе. Вместе с тем, объемы запасов, которые могут быть извлечены из недр, являются одним из ведущих факторов, определяющих экономическую привлекательность нефтегазовых добычных проектов. При этом, если для газовых объектов объемы геологических и извлекаемых запасов зачастую рассматриваются как величины тождественные и коэффициент извлечения газа при решении многих прикладных задач принимается равным или близким единице (применительно к традиционной ресурсной базе), то для нефтяных это соотношение варьирует в широком диапазоне значений - от первых сотых долей единицы до величин, существенно превышающих уровень в 0,500.

На величину коэффициента извлечения нефти (КИН) оказывают влияние многочисленные природно-геологические факторы (фильтрационно-емкостные свойства – ФЕС - продуктивного пласта, физико-химические свойства нефти, термобарические условия, гидродинамический режим залежи). Управление величиной КИН возможно осуществлять

посредством выбора системы разработки запасов и методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Их отбор и использование сопряжены с решением многовариантных оптимизационных задач.

При не учете экономических критериев независимо от геолого-промысловых характеристик объекта теоретически возможно достигать коэффициента извлечения, близкого к единице. Необходимость опираться на экономические показатели при реализации добычных проектов естественным образом ограничивает полноту отбора запасов.

Подобная двойственная сущность КИН только усугубляется в рыночных условиях недропользования, поскольку существует дополнительное противоречие участников данного процесса – инвестора и государства, владельца недр. С одной стороны, добычные проекты ориентированы на получение максимальной прибыли, с другой – на необходимость максимально полного отбора запасов (их технологически извлекаемой части). Решений данного противоречия как на методологическом, так и на законодательном уровне на сегодняшний день не существует.

Одним из наиболее значимых параметров, характеризующих систему разработки, является плотность сетки эксплуатационных скважин. Это один из ведущих факторов, который в первую очередь определяет полноту нефтеизвлечения и одновременно в огромной мере влияет на финансово-экономические показатели соответствующего проекта. Второй аспект обусловлен как объемом капитальных и эксплуатационных затрат, которые напрямую определяются фондом эксплуатационных скважин (расходная часть проектов), так и объемом извлекаемой продукции, а значит и объемом выручки от ее реализации (их доходная часть).

Общая направленность влияния плотности сетки эксплуатационного бурения на коэффициент извлечения нефти определяется увеличением КИН по мере уплотнения сетки скважин и снижением - при ее разрежении. Степень этой взаимосвязи и, соответственно, ее количественные характеристики зависят от множества факторов.

Существующие достаточно многочисленные методики по оценке КИН различаются полнотой учета перечисленных групп нефтегеологических факторов, глубиной и корректностью привлекаемых гидродинамических моделей, степенью универсальности тех или иных алгоритмических решений и получаемых на основе их использования формул. Одним из таких вариантов аналитического выражения существующих взаимосвязей является известная формула, разработанная в Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ). ИГиРГИ и связывающая некоторые геолого-промысловые параметры и плотность сетки эксплуатационного бурения с оценкой величины КИН [Щелкачев, 1984; Методическое руководство..., 1986]. Данная зависимость нашла подтверждение практически во всех

регионах страны и широко использовалась и до сих пор используется для решения практических задач промысловой геологии.

Методика ИГиРГИ требует учета таких характеристик флюидодинамической системы, каковой является нефтяная залежь, как эффективная толщина продуктивного пласта, пористость вмещающих отложений, проницаемость, нефтенасыщенность, вязкость нефти в пластовых условиях и вязкость пластовой воды, коэффициент расчлененности пласта-коллектора и коэффициент песчанности, коэффициент вытеснения нефти реагентом воздействия на пласт.

Использование подобных зависимостей позволяет более корректно подходить и к анализу влияния на КИН сетки эксплуатационных скважин и, соответственно, к учету экономики проекта при оптимизации программы разбуривания в процессе его последующей реализации (то есть формировать оптимальный по технико-экономическим показателям проект освоения запасов) [Прищепа и др., 2011].

Применительно к рассматриваемой проблеме задача оптимизации проекта разработки заключается в выборе такой плотности сетки эксплуатационного бурения, которая гарантировала бы, с одной стороны, приемлемую полноту извлечения запасов, с другой – необходимую коммерческую эффективность проекта.

Вполне очевидно, что универсальных решений подобной оптимизационной задачи не существует. Это связано с тем, что различны глубины залегания перспективных объектов, различно влияние размера эксплуатационной сетки на объем извлекаемой нефти, различны макроэкономические условия реализации того или иного проекта – касается ли это нормативной базы по капитальным и эксплуатационным затратам, цен на нефть, налоговой системы.

Соответственно, проблема рационального недропользования, возникающая на этапе рассмотрения вариантов проектов разработки, государственными органами и недропользователями будет рассматриваться в несколько разных ракурсах.

В ситуации, когда применительно к надежно апробированным технологиям разработки для конкретного объекта существуют надежные оценки минимально достижимой величины КИН, вряд ли могут быть утверждены проектные решения, предполагающие существенно меньшую полноту отбора запасов и мотивированные, например, экономической целесообразностью.

Гипотетически возможный вариант такой ситуации отвечает проектам, которые при технологически оптимальной сетке скважин оцениваются как низко рентабельные или

нерентабельные. В подобном случае разрежение сетки скважин, пусть и влекущее снижение КИН, выводило бы проект в группу экономически эффективных. С точки зрения необходимости соблюдения государственных интересов в части рационального недропользования, скорее всего, подобный проект должен быть отвергнут надзирающими органами госконтроля и не доведен до реализации. Наоборот, проектные решения, предполагающие достижение более высокого уровня КИН, будут только приветствоваться.

Иллюстрацией неучета существующим законодательством по недропользованию подобных коллизий и преобладания негативных тенденций в развитии российского недропользования является общепризнанное снижение полноты извлечения запасов [Халимов, 2005].

К сожалению, апробируемый вариант новой классификации запасов [Классификация запасов..., 2005; Методические рекомендации..., 2007] не затрагивает данной проблемы. И это необходимо отнести к одному из очевидных минусов ее внедрения, подлежащих обязательному устранению.

Проиллюстрируем обозначенную проблему на примере трех залежей нефтяного месторождения в пределах НАО. Месторождение многозалежное (девять залежей), запасы локализируются в широком стратиграфическом диапазоне в пределах значительного интервала глубин и характеризуются существенным различием фильтрационно-емкостных свойств вмещающих отложений и физических свойств нефти. В процессе апробации новой классификации была проведена переоценка запасов и выполнена оценка промышленной значимости этих залежей как самостоятельных объектов разработки [Прищеп и др., 2011]:

ОР-3 - залежь в отложениях P2-T1 (глубины залегания 1180-1250 м, плотность нефти 0,942 г/см³);

ОР-5 - залежь в отложениях P1ar (глубины залегания 1420-1500 м, плотность нефти 0,906 г/см³);

ОР-9 - залежь в отложениях D1 (глубины залегания 4100-4200 м, плотность нефти 0,906 г/см³).

Исходя из величины КИН, определенной для этих объектов в Государственном балансе запасов, свойств нефти и ФЕС пластов-коллекторов для каждой залежи определена плотность эксплуатационной сетки скважин, обеспечивающая его достижение. Она и характеризует базовый вариант проекта разработки по каждому из рассмотренных объектов освоения. Каждый проект рассматривается как автономный. Основные геолого-промысловые

характеристики соответствующих проектов освоения (для базовых вариантов сетки) приведены в табл. 1.

С точки зрения геолого-промысловых особенностей базовых вариантов проектов освоения следует отметить близость плотности сеток и глубин залегания по первым двум рассматриваемым объектам и существенно большую глубину и более редкую эксплуатационную сетку для последнего (залежь в отложениях нижнего девона).

Таблица 1

**Результаты геолого-экономической оценки проектов освоения
нефтяного месторождения Ненецкого АО (залежи 3, 5 и 9)**

1	Объект разработки (ОР)		3. Залежь P2-T1	5. Залежь P1ar	9. Залежь D1
2	Площадь ОР	<i>км²</i>	28,3	21,9	25,1
3	Геологические запасы	<i>тыс. т</i>	44738	22593	17699
4	КИН утвержденный		0,200	0,300	0,250
5	Извлекаемые запасы	<i>тыс. т</i>	8948	6778	4425
6	Глубина залегания ОР	<i>м</i>	1250	1500	4200
7	Сетка эксплуатационного бурения	<i>га/скв.</i>	15,7	20,2	35,5
8	Начальный рабочий дебит скв.	<i>т/сут.</i>	30,0	35,0	32,5
9	Объем капвложений - всего	<i>млрд. руб.</i>	17,1	10,7	10,2
10	Объем экспл. затрат (без транспорта)	<i>млрд. руб.</i>	12,5	6,9	4,9
11	Внутр. норма рентабельности (ВНР)	<i>%</i>	14,7	16,3	11,8
12	Доходы ГОСУДАРСТВА (за РП)	<i>млрд. руб.</i>	43,8	35,1	22,9
13	Рентабельно извлекаемые запасы	<i>тыс. т</i>	7838	6167	4175
14	Себестоимость (технологическая, за РП)	<i>долл. США/т</i>	94,5	78,2	100,5

По каждой из залежей рассмотрено несколько вариантов изменения плотности эксплуатационной сетки (на 25% и 50% реже и плотнее относительно базового варианта). На графиках приведены их параметры в двух форматах: га/скв. и м*м (размер стороны квадрата сетки).

По всем трем объектам по мере сгущения сетки возрастают КИН и объем добычи за рентабельный период, при ее разрежении – эти характеристики снижаются (рис. 3, 4). Оценки КИН за рентабельный период несколько ниже технологически достижимой полноты извлечения. При этом для залежей 3 и 5 по мере сгущения сетки (относительно базового варианта) оценки внутренней нормы рентабельности проекта нарастают, по мере разрежения – снижаются (рис. 3). Для залежи 9, характеризующейся максимальной глубиной залегания, ВНР снижается по мере сгущения сетки, несколько возрастает при умеренном разрежении и также начинает снижаться при более редкой сетке скважин (рис. 4). Подобная разнонаправленность обусловлена спецификой соотношения для каждого из рассмотренных

объектов вариаций затрат, связанных с изменением плотности сетки, и доходов от дополнительно полученных (недополученных) объемов нефти.

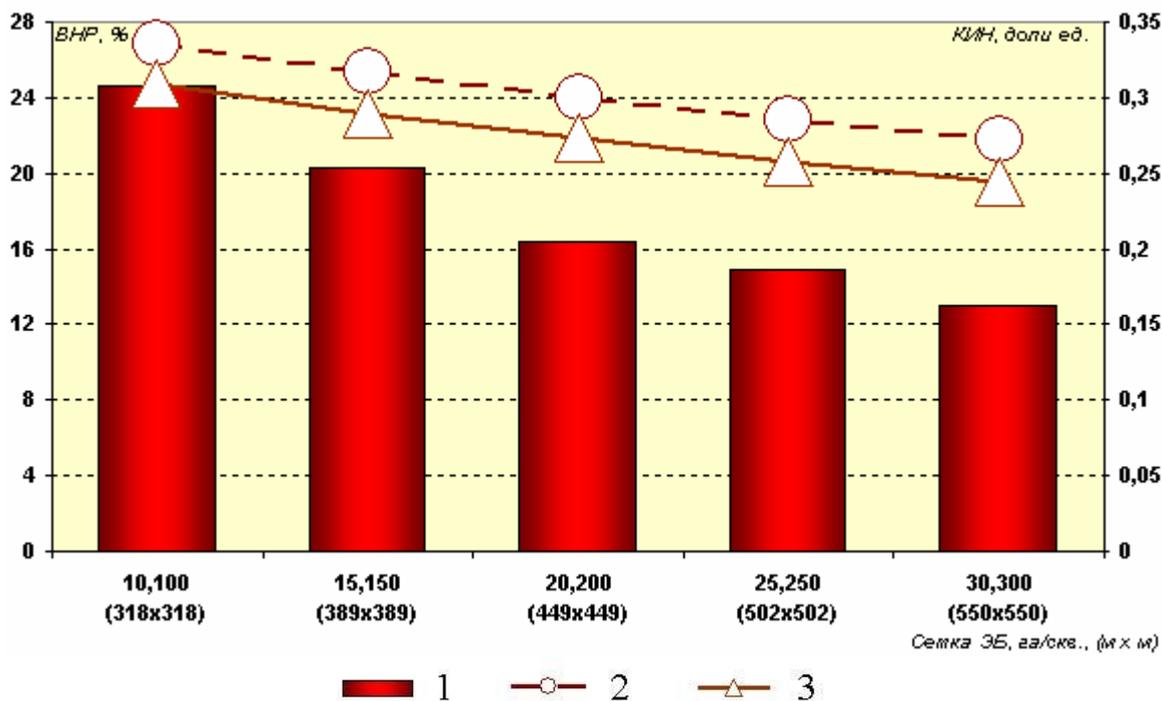


Рис. 3. Зависимость технологической и экономической эффективности проекта от плотности сетки эксплуатационных скважин (залежь P1ar)

1 – BHP; 2 – КИИ технологический; 3 – КИИ экономически-обоснов.

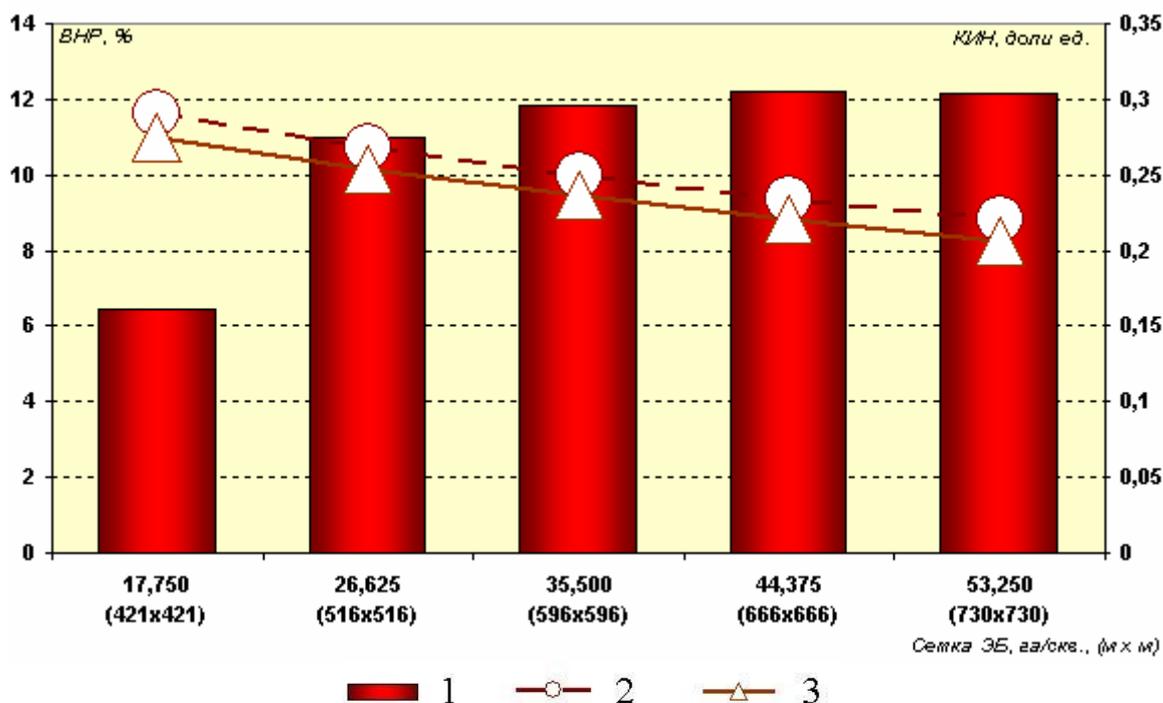


Рис. 4. Зависимость технологической и экономической эффективности проекта от плотности сетки эксплуатационных скважин (залежь D1)

Условные обозначения см. на рис. 3.

По всем рассмотренным объектам динамика объемов добычи за рентабельный период (рис. 5) идентична динамике КИН и характеризуется возрастанием по мере сгущения эксплуатационной сетки. Оценки капитальных затрат по всем без исключения объектам имеют такой же тренд, но динамика их нарастания опережает нарастание объемов добычи, наиболее существенно по объектам 3 и 9, которые относятся к технологически менее привлекательным по сравнению с артинским объектом (первый вследствие существенно худших ФЕС вмещающих отложений и относительно более низких дебитов, второй – из-за значительно большей глубины залегания). Чистый доход инвестора по первым двум объектам и по направленности и по динамике идентичен изменению объемов добычи (возрастает по мере сгущения сетки, при этом по объекту 3 – менее динамично). Для последнего объекта он резко снижается при сгущении сетки и остается на примерно постоянном уровне при ее незначительном разрежении; по мере дальнейшего разрежения намечается тенденция к падению оценок чистого дохода (рис. 5).

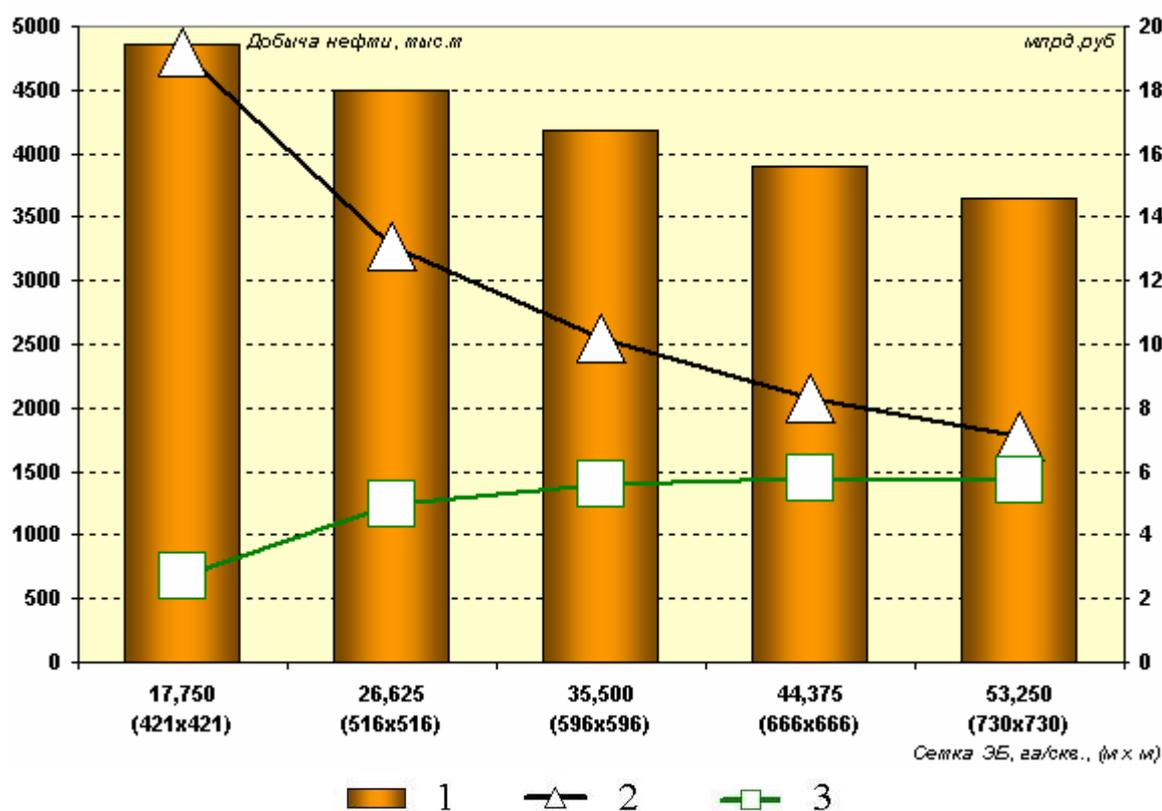


Рис. 5. Зависимость объема добычи, объема инвестиций и дохода инвестора от плотности сетки эксплуатационных скважин (залежь D1)

1 – объем добычи (за РП); 2 – объем инвестиций; 3 – чистый доход инвестора (за РП).

Специфична динамика удельных показателей по проектам в зависимости от плотности сетки – отбор нефти на скважину, удельная налоговая нагрузка, удельный доход инвестора (последний показатель имеет разные тренды для каждого из рассмотренных объектов),

других финансово-экономических характеристик проектов. В частности, себестоимость добычи по всем объектам характеризуется нарастанием по мере нарастания плотности разбуривания (с наименьшей динамикой по базовой залежи месторождения P1aг) и существенным различием от объекта к объекту по абсолютной величине (рис. 6). Финансовая отдача инвестиций (соотношение чистого дохода к капитальным затратам) по мере сгущения относительно базовой сетки снижается по всем объектам (наиболее динамично по ОР-9), по мере ее разрежения возрастает. Однако по объектам 3 и 5 динамика нарастания существенно меньше; более того, при наибольшем разрежении сетки по объекту 5 она меняет тренд и начинает снижаться.

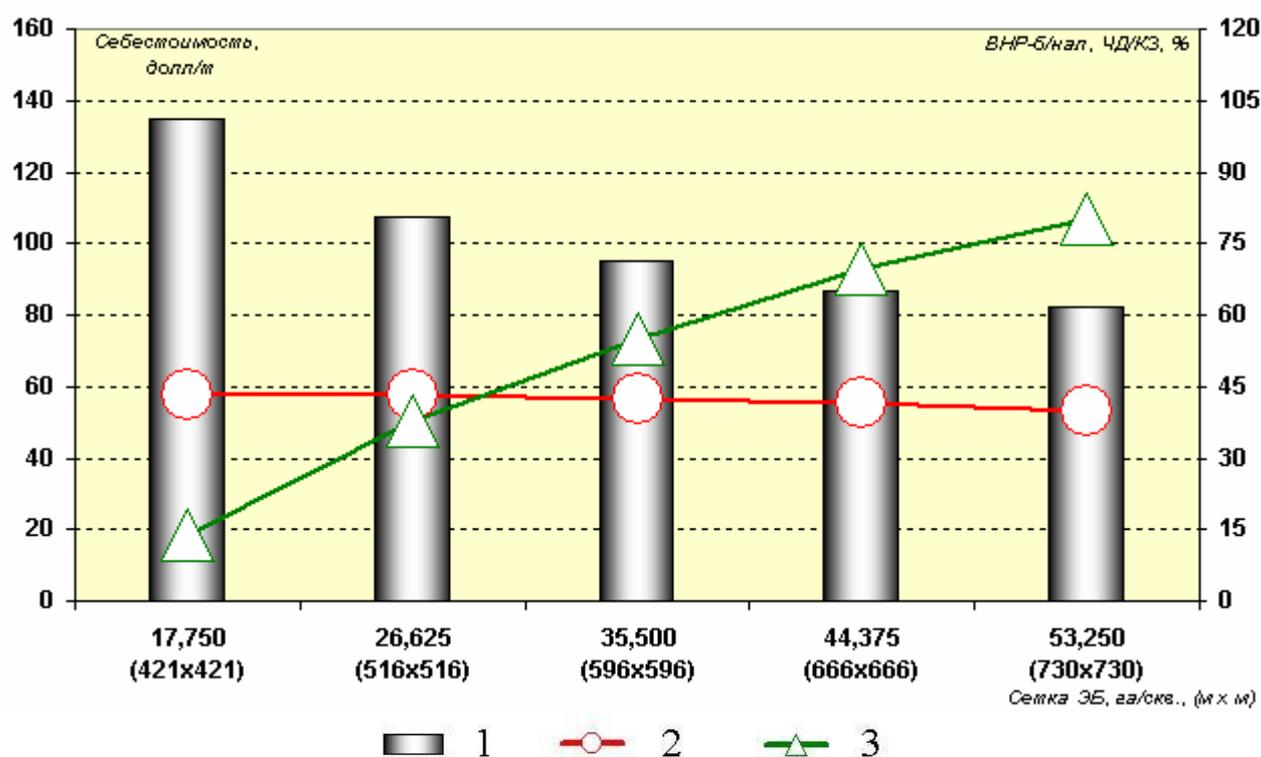


Рис. 6. Зависимость эффективности инвестиций и себестоимости освоения запасов от плотности сетки эксплуатационных скважин (залежь D1)

1 – себестоимость добычи; 2 – ВНР проекта в целом (безнал режим); 3 – финансовая отдача инвестиций.

Весьма характерна динамика оценок ВНР в безналоговом режиме (ВНРб/н), характеризующих эффективность проекта в целом. По третьей и пятой залежам (имеют наименьшую глубину залегания) оценки ВНРб/н возрастают по мере сгущения эксплуатационной сетки скважин, с ее разрежением – снижаются. Для девятого объекта, характеризующегося наибольшей глубиной, данный показатель остается практически неизменным по всем вариантам сетки разбуривания (см. рис. 6). И это вполне объяснимо:

для данного объекта прирост добычи, обусловленный сгущением сетки и увеличением КИН (вернее, прирост валового дохода, обязанный дополнительно добытой нефтью), эквивалентен (по воздействию на оценки ВНРБ/н) изменению капитальных и эксплуатационных затрат, обусловленному реализацией соответствующих вариантов проекта (подчеркнем, применительно к принятому уровню цен на нефть).

Как видно из приведенных результатов, не существует принципиальной возможности заранее охарактеризовать данную компоненту добычных проектов с точки зрения ее комплексного воздействия на показатели проектов (в частности, на полноту извлечения запасов и на финансово-экономические результаты соответствующего варианта проекта). Значит, требуется специальный геолого-экономический анализ для выявления оптимальных решений.

Задача методического обеспечения (соответствующего раздела классификации) - регламентировать, с одной стороны, процедуру подобного анализа и его параметры, с другой – определить критерии, на основании которых должны приниматься те или иные технологические решения по проекту, обеспечивающие оптимизацию его геолого-промысловых показателей (сетка эксплуатационного бурения, проектная величина КИН и т.п.) применительно к конкретной макроэкономической ситуации (цены, налоговая нагрузка, инфраструктурная обустроенность территории). Данная сторона оценки ресурсной базы в существующем варианте новой классификации также не затрагивается.

Очевидно, что экономико-технологическая составляющая возможных решений по оптимальному варианту проекта в огромной мере регламентируется налоговой нагрузкой.

Для проектов экономически высокоэффективных в рамках действующей налоговой системы существует определенный «финансовый» резерв для наращивания полноты извлечения запасов посредством сгущения сетки и увеличения КИН. Но при этом столь же очевидно, что экономические показатели эффективности снизятся. Вполне логично с точки зрения государства определить в рамках классификации некие критические уровни подобного снижения, гарантирующие (в том числе и с учетом возможных рисков) получение приемлемой доходности инвестиций и одновременно более рациональную эксплуатацию недр.

Для проектов низкорентабельных или находящихся на грани рентабельности при заложенных макроэкономических условиях альтернативы сетке скважин, являющейся технологически оптимальной, формально не может быть. Возможно лишь ухудшение проекта (по критерию рационального недропользования) в интересах достижения его

коммерческой эффективности посредством разрежения сетки и снижения тем самым полноты извлечения запасов. Введение таких рекомендаций на законодательном уровне маловероятно. Вместе с тем, выход в подобной ситуации существует. Например, возможно налоговое стимулирование (через налоговые льготы в том или ином формате) с целью запуска в освоение низкорентабельных объектов, а объем льгот по ним должен гарантировать полноценный отбор запасов. Более того, вполне логично дополнительно расширить подобные налоговые преференции с целью стимулирования применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов – по крайней мере, распространить их на дополнительно полученные объемы нефти, добытой с использованием МУН.

В обсуждаемой версии классификации анализ данной составляющей добычных проектов опущен. Соответственно, не находят методологического разрешения возможные ситуации неопределенности в процессе их реализации, что препятствует эффективному практическому использованию данного документа.

Изученность запасов

В рамках новой классификации плотность эксплуатационной сетки как геолого-промысловый параметр несет и дополнительную нагрузку, так как соотносится с размером ячейки, напрямую предопределяющей приуроченность запасов к категориям и, следовательно, характеризует их изученность и подготовленность объекта к освоению.

Данный принцип отнесения запасов к той или иной категории изученности в общем случае не отражает таковую и в определенном смысле противоречит ранее использовавшимся в России.

Плотность сетки эксплуатационного бурения сопряжена в первую очередь с фильтрационно-емкостными характеристиками объекта разработки и оптимизирует размер зоны дренирования скважин, о чем говорилось выше. Степень изученности того или иного объекта предопределяется тем, насколько адекватно отражена изменчивость ФЕС в пределах залежи. Как правило, размер зоны дренирования (плотность сетки) и размер блока залежи, характеризующегося достоверно оцененными базовыми характеристиками продуктивного горизонта, не совпадают (последние по размерам существенно больше). И в этом отношении предшествующая классификация более адекватно дифференцировала запасы по категориям изученности. В ее рамках более логично запасы категории C_2 относились к менее изученным и, значит, к менее достоверным. Как следствие данного факта – включение запасов категории C_2 в процедуру геолого-экономической оценки осуществлялось с учетом

коэффициента подтверждаемости этих запасов, который в зависимости от региона и геолого-промысловых характеристик объекта варьировался в диапазоне от 0,3 до 1,0, в среднем по России составляя примерно 0,5.

Как показали результаты апробации новой классификации на объектах нераспределенного фонда (и это вполне ожидаемо с учетом характера задействованного алгоритма), при близости общих оценок запасов по месторождениям или отдельным залежам доля запасов категории C_2 в условиях применения новой классификации как правило возрастает (зачастую существенно) при одновременном снижении запасов более высоких категорий. Объективно более низкая категория запасов отождествляется с более низкой изученностью, а значит - и надежностью и достоверностью ресурсной базы, приуроченной к этой части залежи.

Возможные вариации сетки эксплуатационного бурения с целью оптимизации проекта разработки дополнительно и неизбежно отражаются в том числе и на отнесение запасов к категориям. Однако при задействованном подходе к выделению категорий значимо деформируется понятие изученности запасов, а в понятие их достоверности привносится дополнительная неопределенность. Данная неопределенность связана в том числе и с необходимостью переопределения подтверждаемости запасов категории C_2 .

В методических рекомендациях регламентируется использование при геолого-экономической оценке коэффициента подтверждаемости запасов категории C_2 в объеме 100 % [Методические рекомендации..., 2007]. С одной стороны, это не вполне обоснованно и корректно с содержательных позиций, учитывая выше сказанное, с другой - экономические показатели инвестиционных проектов напрямую зависят от объема запасов (как правило, эффективность проектов тем выше, чем больше запасы оцениваемого объекта).

Учет всего объема запасов категории C_2 при геолого-экономической оценке заведомо привносит погрешности в результаты экономической оценки и, как следствие, в оценку промышленной значимости соответствующей ресурсной базы. Недостаточно адекватный с содержательных позиций алгоритм дифференциации запасов по категориям усугубляет эти последствия. Данная сторона возможных коллизий также не рассматривается в существующей версии новой классификации запасов.

В качестве возможной альтернативы заложенному алгоритму отнесения запасов к категориям мог бы быть подход, основанный, например, на принятии в качестве базового элемента, определяющего принадлежность запасов к определенной категории, также размера будущей эксплуатационной сетки скважин. Но размер области, приписываемый, например,

категории C_1 , увеличивается в k раз ($k=1, \dots, m$) относительно размера эксплуатационной сетки, где k характеризует степень изменчивости ФЕС в пределах залежи (тем больше по абсолютной величине, чем более постоянными характеристиками обладает пласт).

Обобщая сказанное по обсуждаемым проблемам, следует подчеркнуть, что к существующим оценкам ресурсного потенциала, в том числе и представленным в государственном балансе запасов, следует подходить не просто взвешенно, но в определенном смысле и избирательно в соответствии с содержанием конкретных задач. Цель новой классификации – привести однозначность и недвусмысленность в представления о ресурсном потенциале углеводородов.

В контексте рассмотренных аспектов ее практическое применение без соответствующих доработок невозможно и теряет смысл, поскольку не гарантирует выполнения главной задачи – оценки промышленной значимости имеющегося ресурсного потенциала. А без адекватного понимания его структуры с точки зрения инвестиционной привлекательности в современных экономических условиях невозможно строить эффективную стратегию развития нефтегазовой отрасли.

Литература

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

Григорьев Г.А. Новая Классификация запасов как инструмент оптимизации налоговой системы в нефтегазодобыче: состояние и перспективы // Нефтегазовая геология. Теория и практика.– 2011. - Т.6. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/3/4_2011.pdf.

Григорьев Г.А., Отмас А.А., Зытнер Ю.И. Геолого-экономические критерии формирования ресурсной базы нефтегазодобычи (на примере объектов Северо-западного ретгона) // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. - С. 244-257.

Григорьев Г.А., Прищепина О.М. Проблемы моделирования технологических показателей освоения месторождений при геолого-экономической оценке запасов и ресурсов углеводородов и их решение с применением программной системы INVESTOR // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т.4. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/3/43_2009.pdf.

Киммельман С.А. Россия – государство-рантье: причины и следствия // Нефтегазовая вертикаль, 2011. - №9. - С. 58-69.

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 09.04.2007 г. №23.

Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86. - М., 1986.

Прищепина О.М., Григорьев Г.А. Оптимизация региональных и поисковых геолого-разведочных работ как механизм эффективного взаимодействия государства и компаний по воспроизводству запасов нефти и газа – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2007. - №3. - С. 50-65.

Прищепина О.М., Григорьев Г.А., Земляков А.С., Мартынов Э.А. Геолого-экономические критерии оптимизации сеток эксплуатационного бурения при оценке инвестиционной привлекательности малоизученных нефтегазовых объектов // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. - С. 304-313.

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., Отмас А.А., Григорьев Г.А., Безрук В.А., Брунич Н.А. Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-печорской провинции) // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С. 118-127.

Разовский Ю.В. Сверхприбыль недр. – М.: Эдиториал УРСС, 2001. – 224 с.

Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений в условиях рынка. – СПб.: Недра, 2005. – 298 с.

Халимов Э.М. Ресурсная база углеводородов на основе реальной экономики и современного проектирования // Нефтегазогеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. - С. 28-41.

Щелкачев В.М. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. – Народное Хозяйство, 1984. - №1.

Рецензент: Краснов Олег Сергеевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Grigoryev G.A.

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

CLASSIFICATION OF OIL AND GAS RESERVES AND RESOURCES CONCERNING THE ECONOMIC COMPONENT OF OIL AND GAS PRODUCTION PROJECTS

The inconveniences of the new classification of hydrocarbon reserves and resources in terms of financial and economic characteristics are analyzed on the example of the Timan-Pechora province. The possible solutions of these problems are proposed, such as: tax optimization, optimization of drillhole spacing, harmonization of the terms «resources categories» and «study and reliability of resources».

Key words: hydrocarbons, structure of resource base, reserves classification, geological and economical evaluation, investment attractiveness, tax system, drillhole spacing, optimization, resources categories, study, Timan-Pechora oil and gas province.

References

Grigor'ev G.A. Investicionnaâ privlekatel'nost' resursnoj bazy uglevodorodnogo syr'â // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika.– 2010. – T.5. - #4. - http://www.ngtp.ru/rub/3/44_2010.pdf.

Grigor'ev G.A. Novaâ Klassifikaciâ zapasov kak instrument optimizacii nalogovoj sistemy v neftegazodobyče: sostoânie i perspektivy // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika.– 2011. - T.6. - #1. - http://www.ngtp.ru/rub/3/4_2011.pdf.

Grigor'ev G.A., Otmaz A.A., Zytner Ū.I. Geologo-ekonomičeskie kriterii formirovaniâ resursnoj bazy neftegazodobyči (na primere ob"ektov Severo-zapadnogo regtona) // Teoriâ i praktika ocenki promyšlennoj značimosti zapasov i resursov nefti i gaza v sovremennyh usloviâh. – SPb.: VNIGRI, 2011. - S. 244-257.

Grigor'ev G.A., Prišepa O.M. Problemy modelirovaniâ tehnologičeskih pokazatelej osvoeniâ mestoroždenij pri geologo-ekonomičeskoj ocenke zapasov i resursov uglevodorodov i ih rešenie s primeneniem programmnoj sistemy INVESTOR // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. – 2009. – T.4. - #4. - http://www.ngtp.ru/rub/3/43_2009.pdf.

Kimmel'man S.A. Rossiâ – gosudarstvo-rant'e: pričiny i sledstviâ // Neftegasovaâ vertikal', 2011. - #9. - S. 58-69.

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 09.04.2007 g. #23.

Metodičeskoe rukovodstvo po rasčetu koëfficientov izvlečeniâ nefti iz nedr. RD 39-0147035-214-86. - M., 1986.

Prišepa O.M., Grigor'ev G.A. Optimizaciâ regional'nyh i poiskovyh geologo-razvedočnyh rabot kak mehanizm èffektivnogo vzaimodejstviâ gosudarstva i kompanij po vosproizvodstvu zapasov nefti i gaza – Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2007. - #3. - S. 50-65.

Prišepa O.M., Grigor'ev G.A., Zemlâkov A.S., Martynov È.A. Geologo-ekonomičeskie kriterii optimizacii setok èkspluacionnogo bureniâ pri ocenke investicionnoj privlekatel'nosti maloizučennyh neftegazovyh ob"ektov // Teoriâ i praktika ocenki promyšlennoj značimosti zapasov i resursov nefti i gaza v sovremennyh usloviâh. – SPb.: VNIGRI, 2011. - S. 304-313.

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., Otmas A.A., Grigor'ev G.A., Bezruk V.A., Brunič N.A. Metodika geologo-èkonomičeskoj ocenki ob"ektov rezervnogo fonda (na primere Timano-pečorskoj provincii) // Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob"ektov. – SPb.: VNIGRI, 1999. - S. 118-127.

Razovskij Ū.V. Sverhpribyl' neдр. – M.: Èditorial URSS, 2001. – 224 s.

Halimov È.M. Razrabotka neftânyh mestoroždenij v usloviâh rynka. – SPb.: Nedra, 2005. – 298 s.

Halimov È.M. Resursnaâ baza uglevodorodov na osnove real'noj èkonomiki i sovremennogo proektirovaniâ // Neftegazogeologičeskie issledovaniâ i voprosy racional'nogo osvoeniâ uglevodorodnogo potenciala Rossii. – SPb.: VNIGRI, 2009. - S. 28-41.

Šelkačev V.M. O podtverždenii uprošennoj formuly, ocenivaûšej vliânie plotnosti setki skvažin na nefteotdaču. – Narodnoe Hozâjstvo, 1984. - #1.

©Григорьев Г.А.. 2011