

УДК 553.04:338.45

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

**ECONOMIC ASPECTS OF HYDROCARBON RESERVES
CLASSIFICATION**

Шарф И.В.

**Национальный исследовательский Томский Политехнический
университет, г. Томск, Российская Федерация**

I.V. Sharf

**National Research Tomsk Polytechnic University,
Tomsk, the Russian Federation**

e-mail: irina_sharf@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются причины разработки новой классификации нефти и природного газа, вступившей в силу с 1 января 2016 г., а также положительные и отрицательные последствия ее практического применения. Данная классификация в определенной степени адаптирована к действующим в мировой практике классификациям международного общества инженеров нефтяников (SPE) и Комиссии по ценным бумагам США (SEC). Ключевой характеристикой новой классификации является приоритет экономической эффективности. Практической целью классификации стало обеспечение соблюдения интересов государства при разработке месторождений с точки зрения оценки стоимости запасов, которые являются составной частью национального богатства, а также правомерности применения предоставляемых налоговых льгот. С позиции хозяйствующих субъектов ее внедрение должно способствовать повышению рентабельности

разработки залежей углеводородов в условиях ухудшения количественных и качественных характеристик минерально-сырьевой базы, а следовательно инвестиционной привлекательности российских месторождений. Однако многие моменты, геологического (тип залежи, алгоритм подсчета запасов углеводородов, степень сложности строения месторождений, разделение запасов по категоричности), технического (плотность сетки скважин, коэффициент извлечения нефти), организационного (компьютерное моделирование) и административного (сокращение сроков и особенности утверждения технико-экономического обоснования, технологической схемы (проекта) разработки) плана имеют негативные последствия для малых недропользователей, разрабатывающих, как правило, одно или несколько мелких и средних месторождений. С учетом рассмотренных в работе моментов автор говорит о необходимости дополнительной корректировки нормативно-правовой базы с целью устранения обозначенных последствий и поддержания финансовой устойчивости малых недропользователей.

Abstract. The article reveals the effect of new oil and natural gas classification establishment, which came into force on January 1st, 2016, as well as its positive and negative aspects. The classification is adjusted to the international standards of Society of Petroleum Engineers (SPE) and the USA Security and Exchange Commission (SEC). Its basic feature is the priority of economic efficiency. The practical value lies in the provision of state interests at reserves cost evaluation, which builds the major part of national wealth, as well as in the consideration of tax incentives eligibility. Introduction of such classification should result in the increase of Russian deposits investment potential as well as in the economic efficiency of hydrocarbon reserves production under the conditions of qualitative and quantitative mineral-resource base characteristics deterioration. However, the geological (reservoir type, reserve calculation algorithm, degree of reservoir structure complexity, reserves division), technological (well spacing, oil recovery factor), organizational

(computer modeling) and administrative (schedule reduction and special technical and economic features of project approval) aspects could negatively reflect on small subsurface users developing one or several small and middle-sized deposits. Considering the reviewed issues, the author suggests the additional correction of legal and regulatory framework with the aim to eliminate the abovementioned consequences and to support the financial position of small subsurface users.

Ключевые слова: запасы, нефть, газ, затраты, малый недропользователь.

Key words: reserves, oil, gas, costs, small subsurface users.

Советская и российская история разработки месторождений углеводородного сырья характеризовалась последовательным изменением применяемой классификации запасов нефти и газа, что было обусловлено как расширением геологической информации, так и развитием отечественной промышленности. Основной особенностью предыдущих классификаций являлось акцентирование на геологическом критерии. Так, в классификации 2001 г. (КЗ–2001) выделялись разведанные запасы (категории А, В, С₁), предварительно оцененные запасы (категория С₂), перспективные ресурсы (категория С₃) и прогнозные ресурсы, различающиеся по степени обобщенности количественной оценки (категории D₁ и D₂) [1]. Причем к извлекаемым запасам, добыча которых технологически возможна независимо от того, рентабельна она или нет для недропользователя, относят разведанные запасы.

По мнению экспертов, данная классификация стала более сложной и не решала основную проблему воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) [2]. Кроме того, возникли серьезные проблемы с подсчетом запасов в связи с развитием компьютерных технологий. В условиях интеграции

российской экономики в мировое экономическое пространство, расширения сотрудничества российского нефтегазового бизнеса с международными иностранными нефтегазовыми компаниями и финансово-инвестиционными структурами, назрела потребность в создании новой классификации, адаптированной к международным стандартам. Отметим, что в мировой практике применяют методики, разработанные комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC) и Международным обществом инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE). Согласно классификации SPE, запасы подразделяются на доказанные, вероятные и возможные. Доказанные запасы подразумевают не только рентабельность добычи, но и определенный уровень достоверности подсчета запасов, а следовательно, принятие фирмой производственных обязательств. Данные обстоятельства обусловили фактически меньшие объемы российских доказанных запасов по классификации SPE, чем объемы разведанных категорий А, В, С₁, что является существенным фактором инвестиционной привлекательности месторождений России. Кроме того, согласно данным Energy Information Administration Россия по величине доказанных запасов опустилась с 6 места в 2006 г. до 8 места в 2012 г. Другая используемая в мировой практике классификация – это классификация Агентства правительства США – главного органа для надзора и регулирования американского рынка ценных бумаг (SEC, The United States Securities and Exchange Commission). Данная классификация работает только с доказанными запасами, подразделяя их на разрабатываемые, которые могут быть извлечены из существующих скважин при помощи существующего оборудования и технологий, и неразрабатываемые, для извлечения которых необходимы будущие капиталовложения. Другим важным ограничением является срок лицензии на добычу, так как доказанные запасы, которые могут быть добыты за пределами указанного в

лицензионном договоре срока, не принимаются во внимание. Основной задачей данной классификации является защита интересов инвесторов.

С 2009 г. в РФ должна была вступить в силу новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, в определенной мере адаптированная к международным стандартам. В этой классификации промышленно значимые запасы рассматривались с позиции экономической эффективности, подразделяясь на нормально рентабельные, когда добыча нефти эффективна в рыночных реалиях, и условно рентабельные, когда добыча прибыльна при изменении рыночных цен на углеводородное сырье. В соответствии с геологической изученностью запасы углеводородов были разделены на достоверные (А), установленные (В), оцененные (С₁) и предполагаемые. Аналогом доказанных запасов являлись запасы категорий А и В. Кроме того, градация месторождений углеводородов по величине извлекаемых запасов стала отражением ухудшения количественных и качественных характеристик МСБ (таблица 1). Однако, несмотря на внесенные изменения, данная классификация не учитывала в полной мере экономическую эффективность разработки месторождения в долгосрочной перспективе.

Таблица 1. Градация месторождений нефти и газа по величине запасов

Классификация 2001г.		Классификация 2016 г.	
Месторождение	Величина запасов	Месторождение	Величина запасов
Уникальное	> 300 млн т нефти, 500 млрд м ³ газа	Уникальное	> 300 млн т нефти, 500 млрд м ³ газа
Крупнейшее	100–300 млн т нефти, 100–500 млрд м ³ газа	Крупное	30–300 млн т нефти, 30–500 млрд м ³ газа
Крупное	30–100 млн т нефти, 30–100 млрд м ³ газа	Среднее	3–30 млн т нефти, 3–30 млрд м ³ газа
Среднее	10–30 млн т нефти, 10–30 млрд м ³ газа	Мелкое	1–3 млн т нефти, 1–3 млрд м ³ газа
Мелкое	<10 млн т нефти, <10 млрд м ³ газа	Очень мелкое	< 1 млн т нефти, < 1 млрд м ³ газа

Более того, ее введение было отложено в связи с наступившим финансово-экономическим кризисом 2008-2009 гг. по причине возникновения дополнительных затрат для нефтегазовых компаний, в частности, по переоформлению лицензий и пересчету запасов. Также необходимо отметить ряд моментов, которые стимулировали разработку новой классификации.

1. Результаты геологоразведочных работ (ГРР) характеризовались ростом доли переоценки запасов в общем объеме прироста запасов, снижением коэффициента извлечения нефти (КИН) на браунфилдах, низкой долей ГРР на новых месторождениях, особенно новых нефтегазоносных провинций (НГП), приростом запасов за счет проведения ГРР на старых месторождениях.

2. Запасы по новым и старым месторождениям, которые ставились на государственный баланс, имели различную экономическую эффективность, как следствие, из всех запасов категории $ABC_1 + C_2$ 29 % месторождений и 17% новых залежей браунфилдов не вовлечены в разработку.

3. Роль КИН как основного ориентира при формировании проектных документов, в частности, технико-экономического обоснования (ТЭО) и геолого-технических мероприятий (ГТМ), что формировало отличие фактических объемов добычи нефти от проектных в следствие, наличия значительного периода времени с момента принятия ТЭО и ГТМ, в который происходило изменение макроэкономических условий деятельности компаний, что, в конечном итоге, негативно влияет на развитие национальной экономики и формирование доходов бюджетной системы (таблица 2). Отражаемый в таблице рост разрыва между плановыми и фактическими показателями может быть также следствием недостоверности прогнозов, основанных на отсутствии реального представления технико-экономических возможностей добывающих компаний и действенного механизма стимулирования со стороны государства.

4. Отсутствие механизмов учета интересов государства как собственника недр в отношении стоимости запасов как части национального богатства и анализа обоснованности предоставляемых бизнесу льгот.

Таблица 2. Сравнение фактических и проектных объемов добычи

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Проектный объем добычи нефти, млн т	467	480	510	512	530	536	565	589	620	643
Разница с фактическим объемом добычи нефти, %	0,64	-	-3,5	-	-7,4	-6,5	-10,3	-12,1	-15,7	-18,0

Отметим, что основными целями внедрения новой классификации, помимо устранения вышеназванных отрицательных моментов, являлись:

а) повышение точности планирования в современных быстроменяющихся макроэкономических и макроэнергетических условиях;

б) «обеспечение перехода от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов ПИ» [3];

в) уход от технологического КИН к рентабельному КИН, что предполагает максимизацию запасов, извлечение которых экономически эффективно, так как согласно утверждаемому проекту рассматривалась рентабельность разработки всего месторождения, т.е. существовало объединение нерентабельных и рентабельных залежей в единый эксплуатационный объект;

г) создание основы для финансового-налогового стимулирования разработки нерентабельных залежей, т.е. реализация принципа *геологической адресности*.

Поэтому в классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, вступившей в силу с 01.01.2016 г. (КЗ-2016), принцип экономической эффективности является основным, а следующие позиции занимают степень промышленного освоения и геологической изученности [4]. Отметим, что освоение большей части запасов нефтяных месторождений экономически выгодно только при цене более 100 дол/бар. В частности, разработка Русского месторождения с запасами 400 млн т экономически рентабельна только при цене не ниже 130 дол/бар [5].

По мнению аналитиков КЗ-2016 обладает следующими положительными моментами.

1. Простота в практическом применении, так как была изменена градация месторождений по величине запасов, исключены из государственного учета месторождения «подготовленные к разработке», объединены запасы категорий А и В в категорию А, а также разделены запасы по степени промышленного освоения месторождения [2].

2. Повышение достоверности данных о запасах и объемах рентабельных запасов и упрощение схемы их утверждения.

3. Сокращение цикла прохождения государственной экспертизы с 25 месяцев в среднем до 12 месяцев, что, в частности, было апробировано ПАО «Газпром нефть» на Царичанском месторождении в 2015 г.

4. Повышение эффективности государственной системы льготирования в сфере разведки и добычи УВС и улучшение администрирования налоговых льгот.

5. Обеспечение вовлечения в разработку только экономически рентабельных запасов, а также ТРИЗ.

Последние два пункта имеют особое значение в государственном стратегическом планировании, так как произошла ориентация на приоритет потребности государства и народно-хозяйственного комплекса в разработке тех или иных видов ПИ и экономической целесообразности их освоения в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Существенным

плюсом в отношении малых недропользователей является упрощение сбора пакета документов. Так, для крупных и уникальных месторождений допускается составление единой технологической схемы разработки или технологического проекта разработки (ТСП/ТПР) и дополнений к ним для одного или нескольких экономических обоснований с общей системой сбора и подготовки продукции. Для групп мелких и очень мелких месторождений с общей системой сбора и подготовки продукции допускается также составление единых ТСП/ТПР с разделением показателей разработки по месторождениям. Однако и существует ряд проблем применения классификации геологического характера, которые имеют определенные финансово-экономические последствия, особенно чувствительные для малых недропользователей. Рассмотрим их. Одной из основных характеристик ГРР является высокорискованность. Полученный результат может быть как отрицательным в виде отсутствия найденной залежи или открытия месторождения, либо открытое месторождение или залежь будут мелкими, поэтому их разработка не позволит окупить вложенные затраты. В случае открытия двухфазных залежей возникает вопрос названия: нефтегазовая или газонефтяная. Название формируется в зависимости от преобладания вида УВС. Отметим, что согласно [6] критерием является объем условного топлива (у.т.). К нефтегазовой относится газовая залежь, нефтяная часть которой составляет по объему у.т. менее 50%. В газонефтяной залежи газовая шапка не превышает по объему у.т. нефтяную часть залежи. В КЗ-2016 четкий критерий отсутствует (таблица 3).

Таблица 3. Характеристика месторождений по типу залежей

газонефтяное (ГН)	нефть и газ: основная часть залежи нефтяная, газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;
нефтегазовое (НГ)	нефть и газ: газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи (нефтяная оторочка)

Данное обстоятельство является важным при освоении месторождения в аспекте тех льгот, которыми могут воспользоваться недропользователи, в частности, более выгодными являются льготы по НДС в части газа, либо по НДС в части нефти.

Другим моментом является нечеткая граница между такими категориями запасов, как C_1 и C_2 , а следовательно, их учет в ГКЗ. Одним из факторов разделения категорий запасов является разбуренность разведочными скважинами по эксплуатационной сетке. Эксплуатационная сетка предполагает определенный геометрический подход (квадрат, треугольник, многоугольник) расположения добывающих и нагнетательных скважин с определенным расстоянием между устьями скважин, что и формирует плотность сетки (отношение площади нефтеносности к числу скважин). Грамотное обоснование сетки скважин (без переуплотнения) является важным обстоятельством, снижающим общую величину капитальных затрат строительства производственно-технологической инфраструктуры и одновременно обеспечивающим стабильность добычи нефти и более высокие значения КИН в долгосрочной перспективе. Компании стремились всегда уплотнять сетку скважин с целью максимизировать технологический КИН, что в принципе подтверждается расчетами Григорьева Г. А.: чем плотнее сетка, тем выше нефтеотдача [7]. Так, на Туймазинском месторождении плотность сетки составляет $0,2 \text{ км}^2 / \text{скв.}$ при расстоянии между скважинами в ряду около 400 м, на Ромашкинском $0,6 \text{ км}^2 / \text{скв.}$ при расстоянии между скважинами в ряду около 600-1000 м, на Самотлорском $0,64 \text{ км}^2 / \text{скв.}$ [8]. Таким образом, чем крупнее месторождение, тем меньше скважин необходимо для эксплуатации месторождения. Также хотелось бы обратить внимание на практическую сложность применения алгоритма подсчета нетрадиционных запасов УВС, например сланцевых. В частности, характерные особенности бажендовской свиты определяют высокую относительность подсчитанных запасов нефти [9]. Заметим, что для

залежей данной свиты характерно отсутствие водонефтяного контакта, так как вся толща пород является нефтенасыщенной, что не позволяет произвести геометризацию залежей. Согласно инструкции подсчет запасов категории C_1 осуществляется суммированием запасов «квадратов» вокруг поисково-оценочной скважины [10]. В настоящее время данное обстоятельство, по мнению специалистов, можно устранить следующими способами. Во-первых, согласно предложениям ГКЗ при использовании объемного метода принимать 0,5 части эффективной и нефтенасыщенной мощности, т.е. половину толщины свиты. Во-вторых, согласно предложению АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпильмана» «производить оценку нефтяного потенциала пород баженовской свиты методом пиролиза на установках RockEval, определяя параметр S_1 » [11, с. 24]. Таким образом, более точный подсчет запасов возможен при использовании объемного метода с учетом параметра S_1 и фактуры по притокам нефти по отдельным скважинам. Далее отметим, что по степени сложности строения месторождения в соответствии с КЗ-2016 выделяются месторождения простого, сложного и очень сложного строения, описание которых представлено в таблице 4.

Таблица 4. Характеристика месторождений по сложности строения

Тип месторождения	Описание
Простого строения	однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
Сложного строения	одно- и двухфазные, характеризующиеся невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;
Очень сложного строения	одно- и двухфазные, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Так, согласно п. 3.9. [10] расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения месторождения (залежи), оценки его (ее) объема, обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для промышленного освоения, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения. Как следствие, существуют предложения специалистов, например В. Трушкина, по изменению средних расстояний [2]. Таким образом, не только величина месторождения в КЗ-2016, но и сложность строения закономерно влечет уплотнение сетки скважин, а следовательно это дополнительные затраты для малых недропользователей. Одним из последствий вступления в силу новой классификации является снижение объемов промышленных запасов. Например, в ПАО «Газпром нефть» по пласту ЮВ₁₁ Южно-Кияминского месторождения сокращение произошло вследствие перехода части запасов промышленной категории С₁ и всего объема запасов С₂ (по старой классификации) в непромышленную категорию В₂ (по новой классификации) (таблица 5).

Таблица 5. Изменение запасов по пласту ЮВ₁₁ Южно-Кияминского месторождения

Категория действующей классификации запасов	Категория согласно классификации 2016 г.	Переход категории ДКЗ в НКЗ, тыс.т, %
С ₁ (3346 тыс.т)	А	1639 (49%)
	В ₁	1125 (33,6%)
	В ₂	582 (17,4%)
С ₂ (82 тыс.т)	В ₂	82 (100%)

Так как согласно КЗ-2016 разведываемые месторождения переводятся в разрабатываемые при условии, что запасы нефти и/ или газа по категории С₁ по основному подсчетному объекту и/ или объекту разработки составляют более 50% от всех запасов объекта и при соблюдении требований к изученности для категории В₁. В целом в результате

апробации в ПАО «Газпромнефть» новой классификации по 18 месторождениям запасы нефти категорий А+В₁ по сравнению с А+В+С₁ действующей классификации уменьшились на 33 млн т (8%). Запасы непромышленной категории В₂ увеличились на 32 млн т (32,6%) по сравнению с категорией С₂, что влечет необходимость дополнительных затрат по переводу их в промышленные категории в сумме около 5 млрд. руб. В то же время апробация новой классификации в ОАО «Сургутнефтегаз» по Конитлорскому месторождению показала прирост запасов на 0,05%, что стало результатом высокой разбуренности месторождения эксплуатационными скважинами (таблица 6).

Таблица 6. Сравнение геологических запасов нефти Конитлорского месторождения

Геологические запасы, тыс. т						Отклонение, тыс. т
КЗ-2011			КЗ-2016			
В + С ₁	С ₂	В + С ₁ + С ₂	А+В ₁	В ₂	А+В ₁ +В ₂	
283099	1410	284509	280267	4382	284649	+140

Для более лучшего понимания различных эффектов по разным месторождениям от пересчета запасов по КЗ-2016 отметим такой критерий, как наличие эксплуатационного бурения. В соответствии с Приказом МПР РФ №126 от 07.02.2001 г. «запасы категории С₁ подсчитываются по результатам ГРП и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления ТСР месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа». В КЗ-2016 запасы категории В₂ выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, неразбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным ТСР и ТПР. Таким образом, для повышения категоричности запасов необходимо бурение эксплуатационных скважин,

а это финансовые затраты. В то же время снижение категорийности запасов в результате перевода является фактором уменьшения стоимости месторождения, а следовательно инвестиционной привлекательности, что в условиях недостаточности собственных средств и острой нужды в дополнительных инвестициях значимо для малых недропользователей. Организационно-техническим императивом для недропользователей является компьютерное моделирование. Достоверность геологических моделей определяет правильность выбора систем разработки, а следовательно эффективность эксплуатации объекта. Для понимания сущности проблемы и ее финансово-экономический аспект в деятельности малых недропользователей погрузимся в геологию. Отметим, что основой создания модели месторождения или залежи в докомпьютерный период была концепция абсолютного порового пространства, согласно которой выделялись породы, обладающие коллекторскими свойствами и не обладающие таковыми. Кроме того, характеристики порового пространства позволяли среди пород, сгруппированных по литологическому составу, выделить определенные типы коллекторов [6, с.43]. Соответственно породы-неколлекторы характеризовались очень низкими значениями пористости и проницаемости и коэффициентами нефте- и газо-насыщенности. «Запасы нефти и газа в коллекторах ставятся на Госбаланс страны с грифом «геологические запасы» [7, с. 4]. Запасы неколлекторов обнуляются и не учитываются. Однако, «сланцевая революция» в США отразила значимость пород с проницаемостью 1 мД и менее для нефте- и газодобычи.

При ручном подсчете и построении одномерных или двумерных моделей запасы нефти и газа низкопроницаемых коллекторов считались забалансовыми и практически недоступными к извлечению известными технологиями разработки. Такая же практика, регламентированная действующими руководящими документами и методическими рекомендациями, используется в настоящее время при 3D геологическом

моделировании, т.е. происходит искажение реального геологического строения продуктивных пластов, а следовательно занижаются реальные запасы углеводородного сырья. Как результат прогрессивной является концепция эффективного порового пространства, базисными коэффициентами которой являются эффективная пористость и эффективная проницаемость. То есть с учетом вышесказанного получается ситуация, когда заказанная малым недропользователем компьютерная модель изначально некорректна в геологическом контексте, что может повлечь занижение инвестиционной привлекательности и дополнительные затраты в силу неверно принятых технико-технологических решений. Неполная реалистичность компьютерных моделей заметна также в части запасов категорий C_1 и C_2 , т.к. основой для подсчета запасов категории C_2 являются параметры категории C_1 (толщина, пористость, нефтенасыщенность). Также необходимо отметить важность компьютерного моделирования в части последующих затем подсчета рентабельно извлекаемых запасов, постановки на государственный баланс и проектирования разработки месторождения, что в условиях высокой макроциклической ценовой волатильности и отсутствия открытых информационных баз по затратам по обустройству месторождений может стать причиной принятия неверных управленческих решений, влияющих на формирование получаемой прибыли [12, с. 43].

Выводы

Таким образом, вступившая в силу с 1.01.2016 г. классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов финансово и экономически чувствительна для малых недропользователей по причине возникновения дополнительных затрат в связи с условиями применения, постановки на государственный баланс запасов углеводородного сырья и снижения инвестиционной привлекательности месторождений. Как следствие требуется дополнительная проработка нормативно-правовой базы с учетом

формирования превентивных мер с целью нивелирования поддержания долгосрочной финансовой устойчивости малых недропользователей, разрабатывающих главным образом мелкие месторождения.

Список используемых источников

1 Об утверждении временных положений и классификаций: приказ МПР РФ от 07.02.2001 г. №126 // КонсультантПлюс.

2 Трушкин В. В. Проблемы практического применения классификации запасов углеводородов и пути их решения // Недропользование XXI век. 2015. №5. С. 138-145.

3 Донской С. Е Новая классификация как гармонизация отношений в недропользовании // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 22. С.47-50.

4 Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых: [сайт]. URL: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (Дата обращения 20.10.2016).

5 Анпилогов А. Е. Цены на нефть, пик, плато или акулий плавник // Взгляд. Деловая газета: [сайт]. URL: <http://www.vz.ru/opinions/2014/11/26/717192.html> (Дата обращения 20.10.2016).

6 Методические рекомендации по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом министерства природных ресурсов российской федерации от 1.11.2005 г. № 298 // КонсультантПлюс.

7 Григорьев Г. А. Классификация запасов и ресурсов нефти и газа в свете экономической составляющей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. №3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/32_2011.pdf (Дата обращения 20.10.2016).

8 Болевые проблемы нефтегазового недропользования / С. Н. Закиров, Р. Х. Муслимов, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, С. А. Смоляк, М. С. Розман, Ю. А. Волков, Д. П. Анিকেев, Д. А. Дубровский, М. Н. Баганова, Т. Н. Цаган-Манджиев // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы междунар. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. 400 с.

9 Sharf I. V., Borzenkova D. N., Grinkevich L. S. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2015. Vol. 27: Problems of Geology and Subsurface Development. URL: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012079> (Дата обращения 20.10.2016).

10 Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. (утв. ГКЗ СССР 14.10.1983) // КонсультантПлюс.

11 Шпильман А. В., Муслимов Р. Х. Перспективы освоения баженовских отложений Западной Сибири // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы междунар. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. 400 с.

12 Ампилов Ю. П. Численное исследование величины рентабельно извлекаемых запасов углеводородов, рассчитываемых доходным методом. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2016. №5. с. 42-50. URL: <http://www.ampilov.ru/downloads/viewdownload/4/348-q-q.html>.

References

1 Ob utverzhdenii vremennyh polozhenij i klassifikacij : prikaz MPR RF ot 07.02.2001 g. №126 // Konsul'tantPljus . [in Russian].

2 Trushkin V. V. Problemy prakticheskogo primeneniya klassifikacii zapasov uglevodorodov i puti ih reshenija // Nedropol'zovanie XXI vek. 2015. №5. S. 138-145. [in Russian].

3 Donskoj S. E. Novaja klassifikacija kak garmonizacija odnosenij v nedropol'zovanii // Neftegazovaja vertikal'. 2015. № 22. S.47-50. [in Russian].

4 Metodicheskie rekomendacii po primeneniju klassifikacii zapasov i resursov nefti i gorjuchih gazov // Gosudarstvennaja komissija po zapasam poleznyh iskopaemyh : [sajt]. URL: http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (Data obrashhenija 20.10.2016). [in Russian].

5 Anpilogov A. E. Ceny na neft', pik, plato ili akulij plavnik // Vzgljad. Delovaja gazeta : [sajt]. URL: <http://www.vz.ru/opinions/2014/11/26/717192.html> (Data obrashhenija 20.10.2016). [in Russian].

6 Metodicheskie rekomendacii po primeneniju klassifikacii zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorjuchih gazov, utverzhdennoj prikazom ministerstva prirodnyh resursov rossijskoj federacii ot 1.11.2005 g. № 298 // Konsul'tantPljus. [in Russian].

7 Grigor'ev G. A. Klassifikacija zapasov i resursov nefti i gaza v svete jekonomicheskoj sostavljajushhej // Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. 2011. T. 6. № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/32_2011.pdf (Data obrashhenija 20.10.2016). [in Russian].

8 Bolevye problemy neftegazovogo nedropol'zovanija / S. N. Zakirov, R. H. Muslimov, I. M. Indrupskij, Je. S. Zakirov, S. A. Smoljak, M. S. Rozman, Ju. A. Volkov, D. P. Anikeev, D. A. Dubrovskij, M. N. Baganova, T. N. Cagan-Mandzhiev // Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdenij netradicionnyh uglevodorodov: materialy mezhdunar. nauch.-prakt. konf. Kazan': Izd-vo «Ihlas», 2015. 400 s. [in Russian].

9 Sharf I. V., Borzenkova D. N., Grinkevich L. S. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2015. Vol. 27 : Problems of Geology and Subsurface Development. URL: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012079> (Data obrashhenija 20.10.2016). [in Russian].

10 Instrukcija po primeneniju klassifikacii zapasov mestorozhdenij, perspektivnyh i prognoznyh resursov nefti i gorjuchih gazov. (utv. GKZ SSSR 14.10.1983) // Konsul'tantPljus. [in Russian].

11 Shpil'man A. V., Muslimov R. H. Perspektivy osvoenija bazhenovskih otlozhenij Zapadnoj Sibiri // Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdenij netradicionnyh uglevodorodov: materialy mezhdunar. nauch-prakt konf. Kazan': Izd-vo «Ihlas», 2015. 400 s. [in Russian].

12 Ampilov Ju. P. Chislennoe issledovanie velichiny rentabel'no izvlekaemyh zapasov uglevodorodov, rasschityvaemyh dohodnym metodom. // Mineral'nye resursy Rossii. Jekonomika i upravlenie. 2016. № 5. s. 42-50. URL: <http://www.ampilov.ru/downloads/viewdownload/4/348-q-q.html>. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Шарф И. В., канд. экон. наук, доцент кафедры «Экономика природных ресурсов» ФГБОУ НИ ТПУ, г. Томск, Российская Федерация

Sharf I. V., Candidate of Economics Sciences, Associate Professor of the Chair “Economics of Natural Resources” FSBEI NR TPU, Tomsk, the Russian Federation

e-mail: irina_sharf@mail.ru