



# ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*Ю.П. Ампилов, проф., доктор физико-математических наук,  
заслуженный деятель науки РФ*

# КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ И НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

**Действующая («привязана» к стадиям ГРР):**

**А – запасы, разрабатываемые по эксплуатационной сетке в соответствии с проектом**

**В – запасы в опытно-промышленной эксплуатации или разрабатываемые по технологической схеме**

**С1 – разведанные запасы, подтвержденные испытаниями**

**С2 - оцененные запасы по данным ГИС или примыкающие в плане к С1**

**РЕСУРСЫ: С3, D1, D2**

**Новая («привязана» к проектным документам):**

**А – запасы разрабатываемые, разбуренные**

**В1 – запасы разрабатываемые, неразбуренные, разведанные**

**В2 – запасы разрабатываемые, неразбуренные, оцененные**

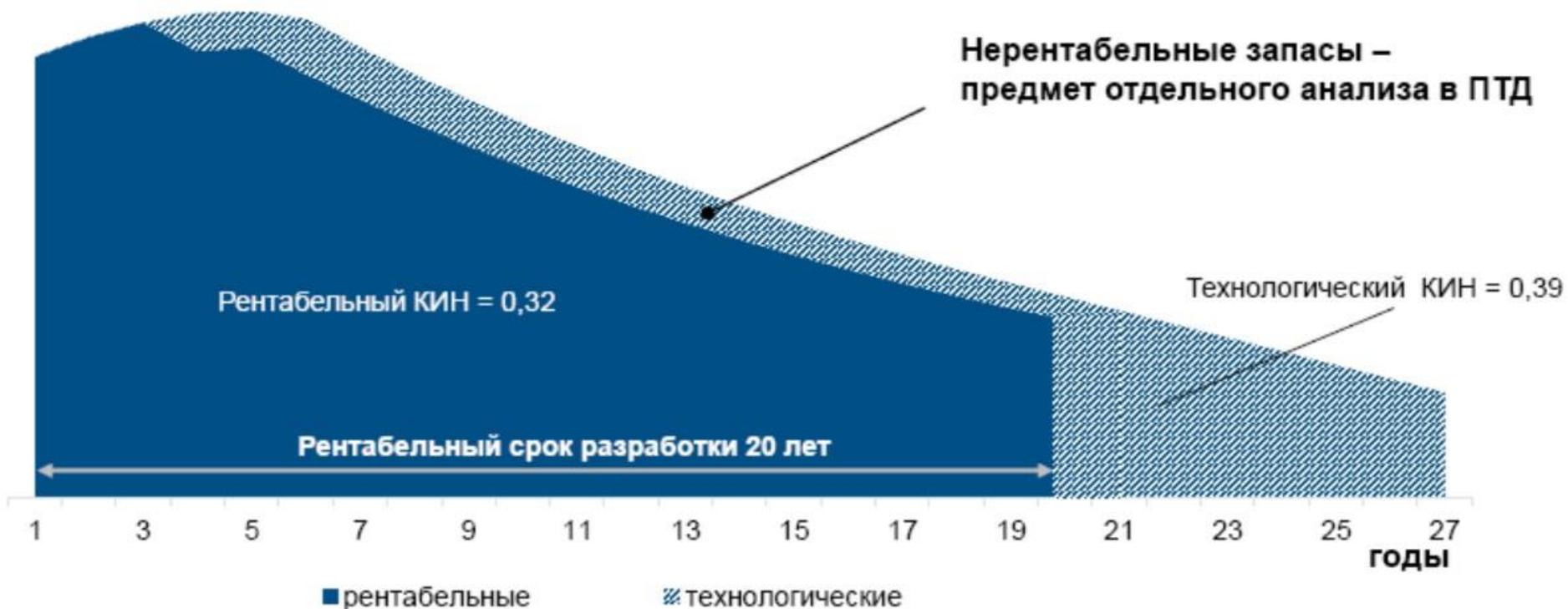
**С1 – разведанные запасы**

**С2 - оцененные запасы**

**РЕСУРСЫ: D0, D1, D2**

# Профиль добычи и извлекаемые запасы

Уровни добычи для варианта разработки согласно ПТД



Из доклада С. Донского (2015)

# Неопределенности в оценке извлекаемых запасов обусловлена тремя основными группами факторов



Погрешность в оценке геологических запасов

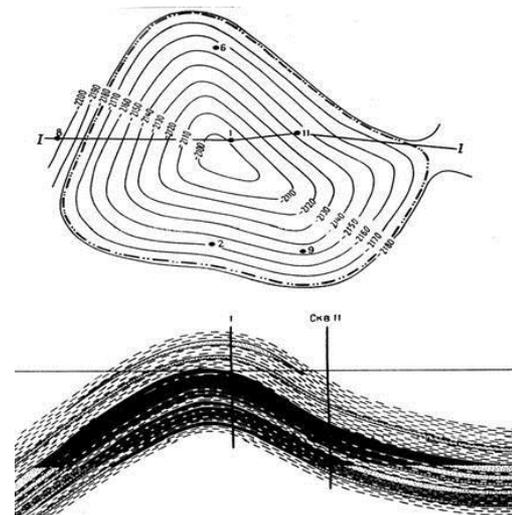
Многозначность в параметрах отбора продукции

Неопределенность в оценке затрат и цене нефти

# От чего зависит величина запасов нефти на месторождении?

$$Q = S * H_{\text{эф}} * K_{\text{пор}} * K_{\text{нас}} * \rho_{\text{н}} * K_{\text{ус}} * K_{\text{извл}}$$

- Q - запасы
- S – площадь продуктивности
- $H_{\text{эф}}$  – эффективная толщина пласта
- $K_{\text{пор}}$  – коэффициент пористости коллектора
- $K_{\text{нас}}$  – коэффициент нефтенасыщенности
- $\rho_{\text{н}}$  - плотность нефти
- $K_{\text{ус}}$  – пересчетный коэффициент (усадки)
- $K_{\text{извл}}$  – коэффициент извлечения нефти



**Данные параметры определяются с погрешностью, что приводит к большим вариациям в оценке запасов (см. слайды далее)**

# Погрешности в оценке запасов нефтяного месторождения

Если прологарифмировать обе части уравнения для Q, а затем рассчитать полный дифференциал обеих частей, то получим уравнение, из которого следует, что относительная погрешность в оценке запасов равна сумме относительных погрешностей подсчетных параметров. Это общеизвестный факт: **«Относительная погрешность произведения равна сумме относительных погрешностей сомножителей».**

$$\frac{\Delta Q}{Q} = \frac{\Delta S}{S} + \frac{\Delta H_{\text{эф}}}{H_{\text{эф}}} + \frac{\Delta K_{\text{пор}}}{K_{\text{пор}}} + \frac{\Delta K_{\text{нас}}}{K_{\text{нас}}} + \frac{\Delta \rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} + \frac{\Delta K_{\text{ус}}}{K_{\text{ус}}} + \frac{\Delta K_{\text{извл}}}{K_{\text{извл}}}$$

Тогда получим, что извлекаемые запасы для следующего примера могут быть оценены с относительной погрешностью более 34%, а геологические более 28%:

параметр	Среднее значение	абсолютная погрешность	относительная погрешность
Площадь продуктивности, кв. км	44,0	1,0	2,3%
Средневзвешенная эффективная толщина, м	47,3	1,5	3,2%
Пористость коллектора	0,18	0,02	11,1%
Нефтенасыщенность	0,74	0,04	5,4%
плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	0,91	0,03	3,3%
пересчетный коэффициент (усадки)	0,9	0,03	3,3%
коэффициент извлечения нефти	0,32	0,02	6,3%
<b>Сумма относительных погрешностей</b>			<b>34,8%</b>

**Геологические запасы = 227±65 млн. т;    Извлекаемые запасы = 72,7±25 млн. т**

**Этот важнейший факт не учитывается в российской классификации запасов, где даются однозначные детерминированные оценки**

# Неопределенности в параметрах добычи и объемах обустройства месторождения



## Начальные дебиты

- Недостижение проектных дебитов может привести к кратному повышению объемов эксплуатационного бурения

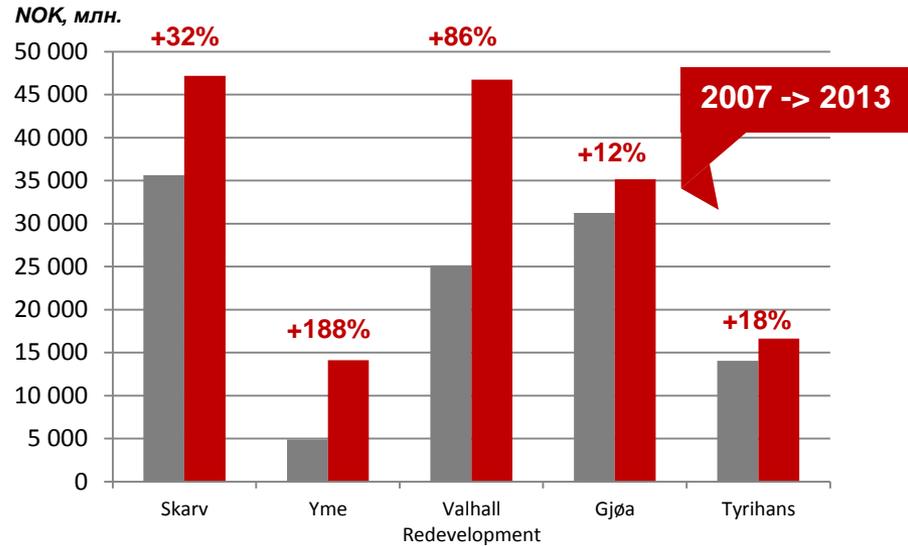
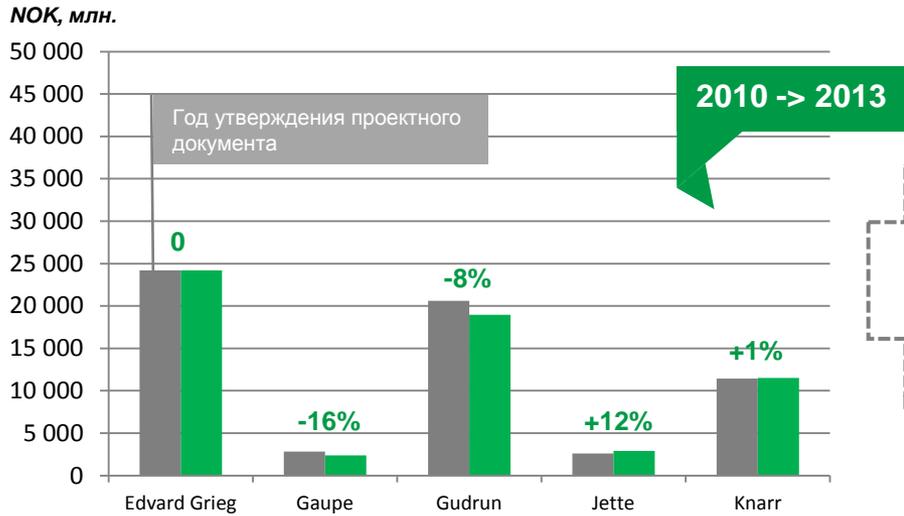
## Конструкции скважин

- Быстрое падение начальных дебитов также может привести к дополнительным объемам бурения и(или) к дополнительным дорогостоящим ГТМ
- Отсутствие должного опыта в технологии строительства горизонтальных и наклонно-направленных скважин могут приводить к многочисленным простоям и ремонтам
- Кустовое бурение многоствольных скважин и последующая их эксплуатация требует высочайшей квалификации персонала
- Применение сложных систем разработки потребует повышенных затрат

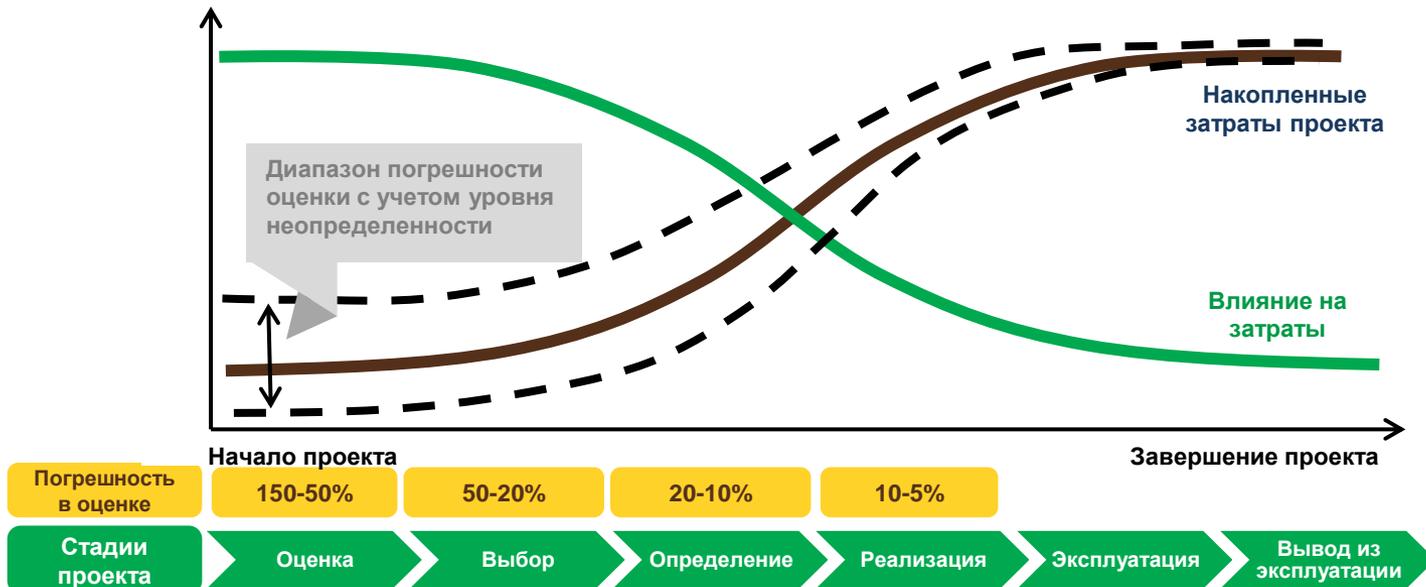
## Мероприятия по интенсификации добычи

- Проектные системы ППД могут не справиться с поставленными задачами и потребуют дополнительных объемов и затрат
- На поздних стадиях придется применять МУН в объемах, не предусмотренных начальными проектными документами
- Технологии ГРП для ТРИЗов плохо освоены российскими подрядчиками

# Затраты на разведку и освоение месторождений в большинстве случаев по факту превышают проектные (С.В. Чижиков, 2015 со ссылкой на доклад NPD)



Источник: доклад норвежского нефтяного директората по оценке проектов на шельфе Норвегии (Октябрь 2013)



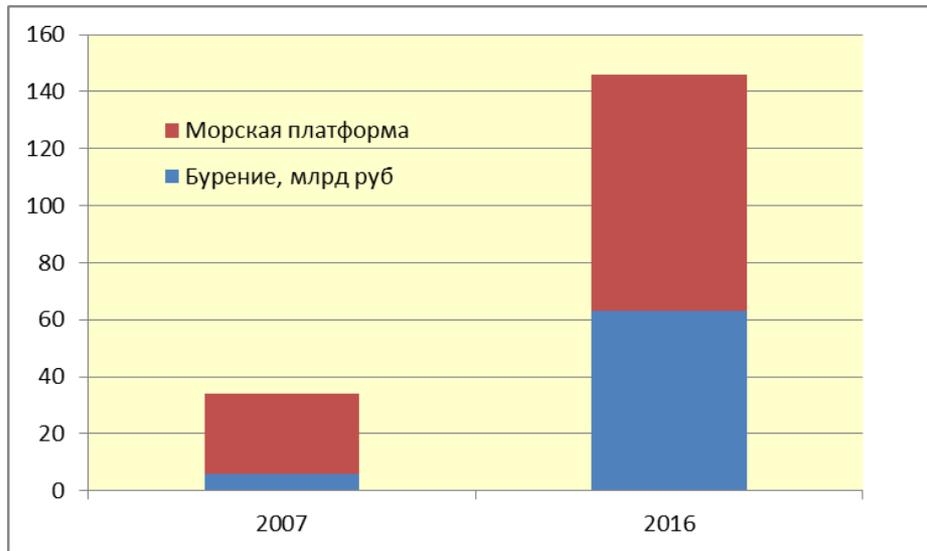
**Доходный метод оценки экономической эффективности и его параметры (ЧДД и ВНД) – основные в недропользовании, но как его корректно применить в условиях столь изменчивых цен и плохо прогнозируемых затрат?**



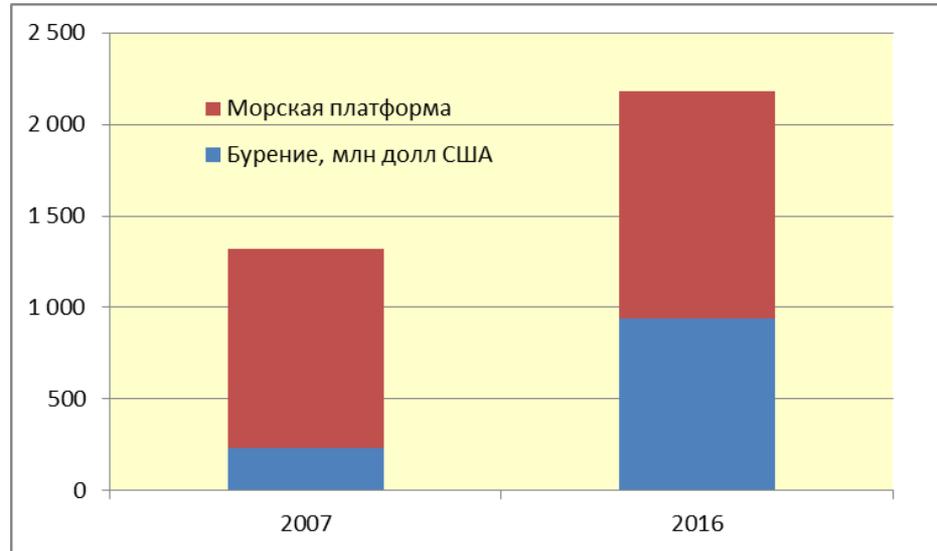
**Цены на нефть в расчетах рентабельно извлекаемых запасов и параметров эффективности принимаются постоянными на десятилетия вперед:  
ВОПИЮЩАЯ НЕКОРРЕКТНОСТЬ!!!**

# Оценка затрат проекта N по состоянию на 2007 и 2016 г.

	2007	2016	коэф-т изменения
Бурение, млрд руб	6	63	10,5
Морская платформа	28	83	2,96
сумма	34	146	4,29



	2007	2016	коэф-т изменения
Бурение, млн долл США	233	940	4,03
Морская платформа	1 089	1 239	1,14
сумма	1 323	2 179	1,65



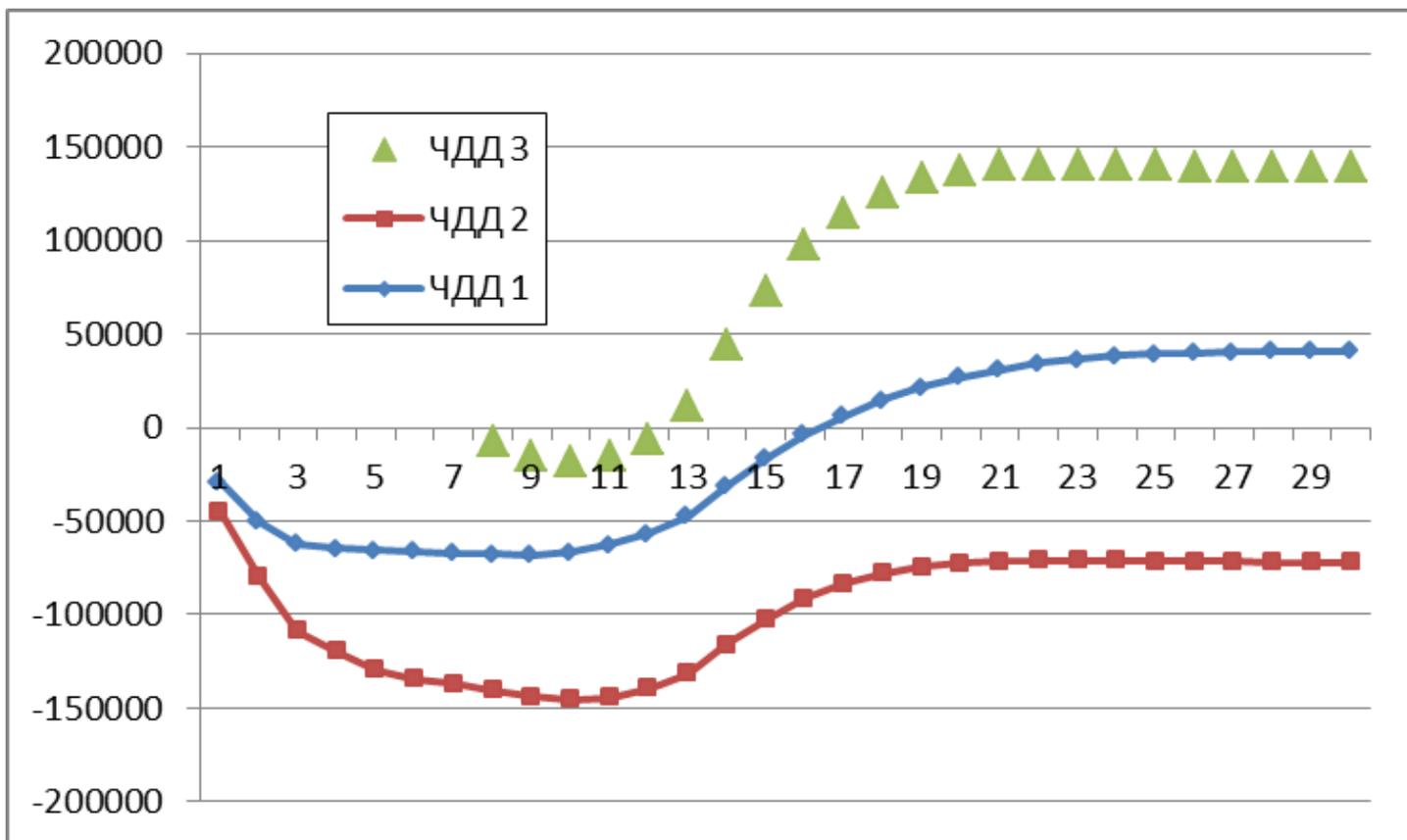
	2007	2016	коэф-т изменения
Курс доллара	25,7	67	2,61
Цена нефти, \$/b	71	46	0,65
Цена нефти, руб/b	1824,7	3082	1,69

## НАКОПЛЕННЫЙ ЧДД:

ЧДД1 – от старта проекта при проектных параметрах 2007 г.

ЧДД2 – от старта проекта при понесенных фактических затратах и параметрах 2016 г.

ЧДД3 – от текущего момента при «забытых» понесенных затратах.



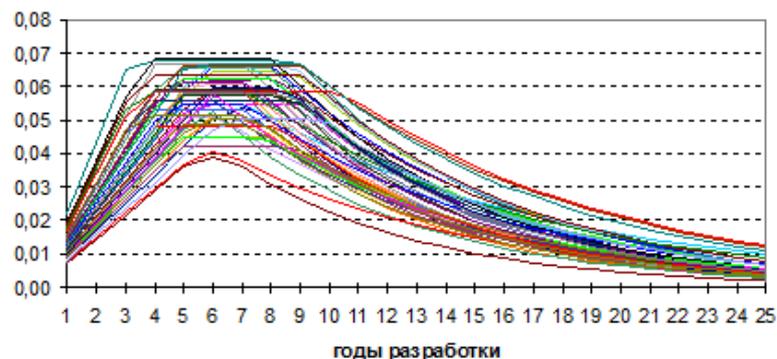
**В старой и новой классификациях отсутствуют технологические и экономические критерии для разведанных и оцененных месторождений, а также для ресурсов.**

**Вопросы, требующие ответа:**

- Есть ли в наличии технологии добычи? (например, многостадийные ГРП (вне санкций) или способы добычи во льдах Арктики?)**
- Есть ли покупатели на разведанные нефть и газ и подтвержденные рынки сбыта на ближайшую перспективу?**
- Какова рентабельность разведки и освоения?**

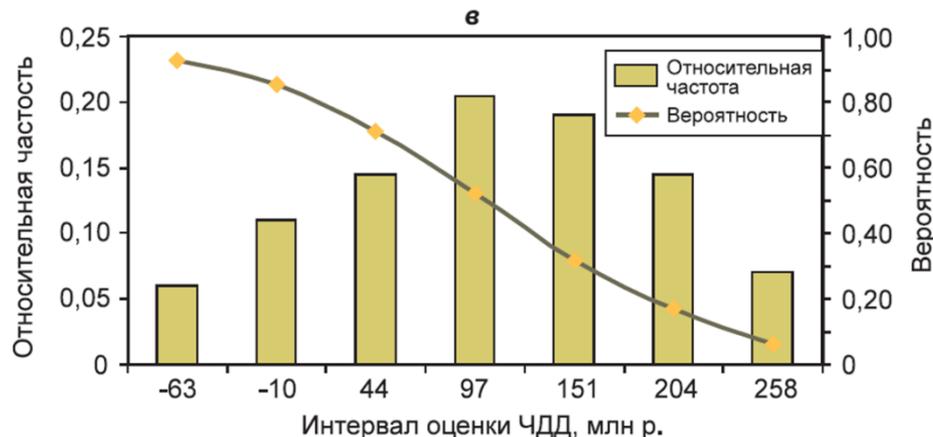
Для экономических оценок доходным методом надо вполне определенно знать не только величину запасов, но и множество эксплуатационных характеристик, которые невозможно корректно спрогнозировать на ранних стадиях разведки месторождений и уж тем более невозможно это сделать для ресурсов УВ. Метод аналогий в большинстве случаев неприемлем.

Моделирование отбора продукции в условиях неопределенности технологических показателей разработки



Геологические, технологические и стоимостные параметры прогнозируемого месторождения

Группа параметров	Наименование параметров	Пределы изменения	Тип распределения
Геологические Q	Пористость	0,14-0,17	Гамма
	Коэффициент песчаности	0,6-0,8	Нормальное
	Нефтенасыщенность	0,7-0,8	«—»
	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	0,89-0,93	«—»
Технологические Ω	Коэффициент извлечения	0,30-0,35	«—»
	Год достижения максимальной добычи	4-6	«—»
	Год начала падающей добычи	7-9	«—»
	Уровень максимальной добычи	0,048-0,062	«—»
Стоимостные Ψ	Начальный дебит, т/сут	42-52	Гамма
	Цена нефти, долл/т	120-150	Нормальное
	Стоимость 1 м эксплуатационного бурения, тыс. р.	5-8	«—»
	Стоимость 1 км трубопровода, млн р.	3,8-4,5	«—»
	Стоимость 1 км промышленных дорог, млн р.	3,0-3,9	«—»



# Основные различия в методике оценки запасов по PRMS и новой Классификации запасов РФ

<p><b>PRMS</b></p> <p>Guidelines for Application of the Petroleum System Resources Management System November 2011</p>	<p><b>Новая Классификация запасов РФ</b></p> <p>Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов</p> <p>МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ</p>
<b>Экономические параметры оценки запасов меняются:</b>	
Ежегодно на основании годовой бухгалтерской отчетности недропользователя	На момент подготовки проектных документов на разработку
<b>Рентабельный срок разработки рассчитывается:</b>	
По недисконтированному потоку наличности без учета налога на прибыль	По дисконтированному потоку с учетом налога на прибыль
<b>Затраты на ГТМ</b> (зарезки боковых стволов, переводы на другой горизонт, углубление забоя, ГРП и некоторые другие):	
Капитальные затраты	Операционные затраты
<b>Наличие рынков сбыта или контрактов на поставку УВ</b>	
Учитывается	Не учитывается

## **ВОПРОСЫ, ТРЕБУЮЩИЕ ОТВЕТА:**

- I. КАК КОРРЕКТНО РАССЧИТАТЬ РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ В УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, ЗАТРАТ И ЦЕН?**
- II. КАК ЧАСТО ВНОСИТЬ ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСБАЛАНС В ЧАСТИ РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПРИ ВЫСОКОЙ ВОЛАТИЛЬНОСТИ ЦЕН НА НЕФТЬ, МЕНЯЮЩЕМСЯ КУРСЕ ВАЛЮТ И ОТСУТСТВИИ ОБЪЕКТИВНЫХ ДАННЫХ ПО ЗАТРАТАМ?**
- III. НАДО ЛИ ЗАГРУЖАТЬ ГОСБАЛАНС НЕДОСТОВЕРНЫМИ, СУБЪЕКТИВНЫМИ И ПЛОХО КОНТРОЛИРУЕМЫМИ ДАННЫМИ?**

**ЕСТЬ АЛЬТЕРНАТИВА!!!**

# ИДЕКСНАЯ СИСТЕМА РЕЙТИНГОВОЙ ОЦЕНКИ NNN

Индекс N1 (геологический)	Индекс N2 (технологический)	Индекс N3 (экономико-географический)
<p><b>А</b> – разрабатываемые запасы по сетке эксплуатационных скважин</p> <p><b>В</b> – запасы, разрабатываемые по временной технологической схеме либо в режиме опытной эксплуатации</p>	<p><b>А</b> – на месторождении применимы стандартные технологии добычи</p>	<p><b>А</b> – традиционный район добычи с развитой инфраструктурой, идет рентабельная добыча, вся продукция законтрактована.</p>
<p><b>С1</b> – разведанные запасы, подтвержденные испытаниями в скважинах</p>	<p><b>В</b> – у компании в настоящее время нет в распоряжении доступных добычных технологий, но таковые могут быть заимствованы или доработаны и апробированы в плановые сроки до начала добычи</p>	<p><b>В</b> – инфраструктура на месторождении создается, потребители определены, с ними подписаны меморандумы о намерениях, рентабельность проекта не вызывает сомнения</p>
<p><b>С2</b> – оцененные запасы по данным ГИС, либо примыкающие в плане к С1 до внешнего ВНК</p>		
<p><b>С3</b> – локализованные ресурсы в зонах с доказанной нефтегазоносностью.</p> <p><b>(МОЖНО ЗАМЕНИТЬ НА ИНДЕКСЫ НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ)</b></p>	<p><b>С</b> – апробированные технологии добычи отсутствуют, имеются лишь концептуальные проработки или эскизные проекты</p>	<p><b>С</b> – месторождение в отдаленном районе без инфраструктуры; направления сбыта продукции неясны, потребители неизвестны; Доходный метод непригоден для экономических оценок</p>

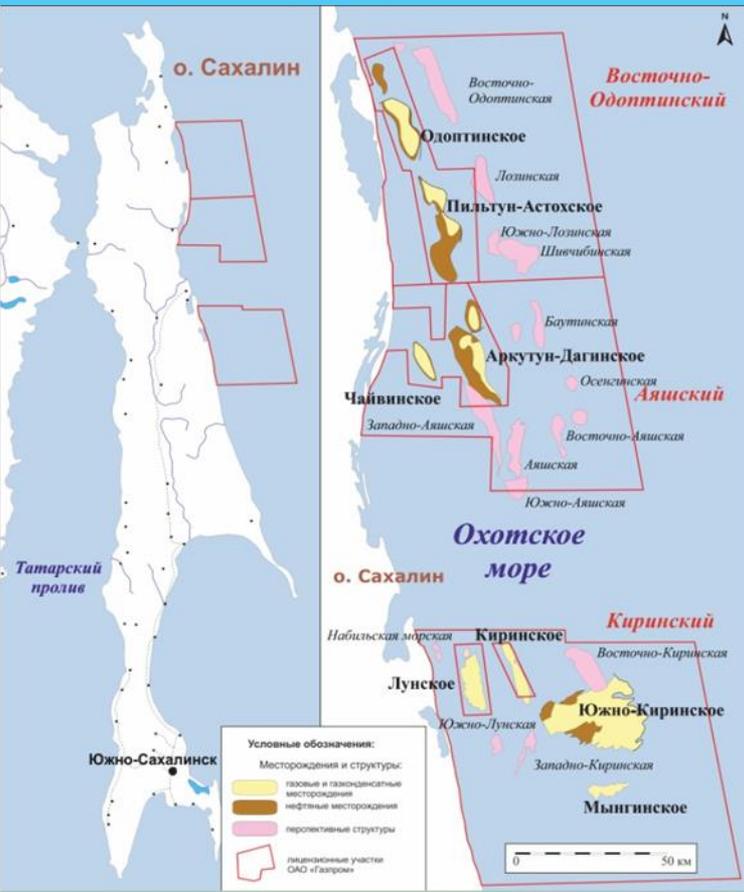
**Примечание:** в случае введения новой классификации первый индекс будет соответствовать новым категориям

# РЕЙТИНГОВЫЕ ОЦЕНКИ ОТДЕЛЬНЫХ ИЗВЕСТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Наименование объекта	Рейтинговый индекс	Комментарии к категориям (индексам)
Штокмановское (Баренцево море)	C <sub>1</sub> + В В	<p>1)C<sub>1</sub>+: получены промышленные притоки газа с конденсатом из нескольких интервалов; «+» означает, что месторождение уникальное по запасам</p> <p>2)В: несколько мировых компаний располагают апробированными технологиями добычи. Предполагается несколько ПДК, технологическое судно FPSO или FPU, однако окончательного решения нет.</p> <p>3)В: Удаленность от берега 600 км, очень высокие капзатраты; проблемы со сбытом дорогостоящей продукции, низкая расчетная рентабельность, секторальные санкции. Инвестиционное решение не принято и освоение отложено на неопределенный срок.</p>
Русановское (Карское море)	C <sub>1</sub> + С С	<p>1)C<sub>1</sub>+: получены промышленные притоки газа с конденсатом из нескольких интервалов; «+» означает, что месторождение гигантское по запасам</p> <p>2)С: эксплуатационный фонд скважин за короткий летний период не создать; если бурить по 1-2 эксплуатационных скважины в год, то это займет свыше 10 лет; платформенная добыча практически исключена из-за ледовой обстановки (10 месяцев лёд сплоченностью до 9-10 баллов); в мире отсутствуют апробированные технологии добычи с платформ в таких условиях, имеются лишь концептуальные и эскизные проработки; добыча с ПДК в данных условиях проблематична, в том числе из-за сложного состава флюида;</p> <p>3)С: Удаленность от районов добычи и реализации, очень высокие капзатраты; проблемы со сбытом дорогостоящей продукции на мировой и внутренний рынок.</p>
Юрхаровское	А А А	<p>1)А: месторождение разрабатывается по проектному документу</p> <p>2)А: технология добычи наклонными скважинами с берега успешно действует</p> <p>3)А: развитая инфраструктура, доставка к потребителю, нормальная рентабельность</p>
Им. Требса	В А В	<p>1)В: месторождение разведано и находится в опытно-промышленной эксплуатации.</p> <p>2)А: применимы традиционные технология добычи.</p> <p>3)В: промысловая инфраструктура частично создана и продолжает наращиваться, однако дорожная сеть неразвита, транспортная доступность к месторождению ограничена. Реализация продукции возможна в ограниченном объеме через Варандейский терминал. Неопределенность в предстоящих затратах и ценах на нефть еще велика, чтобы отнести месторождение к более высокой категории.</p>

# РЕЙТИНГОВЫЕ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



удаленность от берега/глубина моря	обыи индекс	Комментарии к категориям
Месторождение Лунское 12км / 35-60 м	A A A	1)А-разрабатываемое месторождение по проекту 2)А-технология добычи с платформы отработаны 3)А-развитая инфраструктура, доставка к потребителю, нормальная рентабельность
Месторождение Одопту-море 6-8км / 26-32 м	A A A	1)А-разрабатываемое месторождение по проекту 2)А-технология добычи наклонными скважинами с берега успешно действует 3)А-развитая инфраструктура, доставка к потребителю, нормальная рентабельность
Пильтун-Астохское месторождение 15-20км / 27-35 м	A A A	1)А-разрабатываемое месторождение по проекту 2)А-технологии добычи с платформы отработаны 3)А-развитая инфраструктура, доставка к потребителю, нормальная рентабельность
Месторождение Чайво 8-15км / 12-32 м	A A A	1)А-разрабатываемое месторождение по проекту 2)А-технология добычи наклонными скважинами с берега успешно действует 3)А-развитая инфраструктура, доставка к потребителю, нормальная рентабельность
Месторождение Аркутун-Даги 18-25км / 15-40 м	A A A	1)А-разрабатываемое месторождение по проекту 2)А-технологии добычи с платформы отработаны 3)А-развитая инфраструктура, доставка к потребителю, нормальная рентабельность
Кириное месторождение 28км / 80-100 м	B A B	1)В – на месторождении стартовала разработка с подводного комплекса (ПДК) 2)А - технологии добычи с ПДК в мире широко апробированы и стали стандартными 3)В - развитая инфраструктура, однако весьма низкая рентабельность добычи
Южно-Кириное месторождение 50-60км / 120-500 м	C <sub>1</sub> B B	1)C <sub>1</sub> – получены промышленные притоки газа, конденсата и нефти из нескольких разведочных скважин 2)В – весьма сложные комбинированные технологии добычи из-за глубины моря при отсутствии российского опыта (платформа+ПДК?) и наличии санкций; проблемы с нефтяной оторочкой. 3)В – большая площадь месторождения, требующая высоки капзатрат на бурение и обустройство неопределенность в предстоящих затратах и доходах, ожидаемая низкая рентабельность добычи
Мынгинское месторождение 45км / 175 м	C <sub>1</sub> B C	1)C <sub>1</sub> – получен промышленный приток из разведочной скважины; «-» означает, что запасы месторождения несущественны 2)В - технологии добычи существуют, но окончательно не определены; планируемая разработка с ПДК в едином комплексе с Южно-Кириным месторождением 3)C – малая величина запасов не обеспечит окупаемости; плановые убытки могут покрываться за счет добычи со всего лицензионного блока
Южно-Лунская структура 16км / 66 м	C <sub>1</sub> A B	1)C <sub>1</sub> – получен промышленный приток из разведочной скважины; «-» означает, что запасы менее 150 млрд. куб. м 2)А - технология добычи с гравитационных платформ и ПДК опробована на шельфе Сахалина 3)В – недалеко от районов с развитой инфраструктурой, однако ожидаемая низкая рентабельность добычи
Набильская морская 4 км / 25 м	C <sub>3</sub> A B	1)C <sub>3</sub> – не было бурения, но структура в зоне с доказанной нефтегазоносностью 2)А - технология добычи с наклонной скважиной с берега доступна 3)В – недалеко от районов с развитой инфраструктурой, однако ожидаемая низкая рентабельность добычи
Аяшская 22 км / 64 м	C <sub>3</sub> A B	1)C <sub>3</sub> – не было бурения, но структура в зоне с доказанной нефтегазоносностью 2)А - технология добычи с гравитационных платформ и ПДК опробована на шельфе Сахалина 3)В – недалеко от районов с развитой инфраструктурой, однако ожидаемая низкая рентабельность добычи
Восточно-Одоптинская 50км / 55 м	C <sub>3</sub> A B	Комментарии, аналогичные приведенным выше

# «Дуализм» в оценке запасов остается

## ПОДСЧЕТ И УЧЕТ ЗАПАСОВ В КОМПАНИИ

```
graph TD; A[ПОДСЧЕТ И УЧЕТ ЗАПАСОВ В КОМПАНИИ] --> B[для ГОСУЧЕТА (экспертиза в ГКЗ)]; A --> C[для ВНЕШНИХ ЦЕЛЕЙ (аудит по зарубежным классификациям)]; B --> D[ГАРМОНИЧНОЕ РЕШЕНИЕ: ПРИМЕНИТЬ ДАННУЮ СИСТЕМУ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ И КОРПОРАТИВНОМ УРОВНЕ]; C --> D;
```

для ГОСУЧЕТА  
(экспертиза в ГКЗ)

для ВНЕШНИХ ЦЕЛЕЙ  
(аудит по зарубежным  
классификациям)

**ГАРМОНИЧНОЕ РЕШЕНИЕ:**  
**ПРИМЕНИТЬ ДАННУЮ СИСТЕМУ НА**  
**ГОСУДАРСТВЕННОМ И КОРПОРАТИВНОМ УРОВНЕ**

УДК 553.98.04

## Численное исследование величины рентабельно извлекаемых запасов углеводородов, рассчитываемых доходным методом

Ю.П.Ампилов (МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет, Москва)

Рассматриваются вопросы, связанные с внедрением в России с 1 января 2016 г. новой "Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" и сопутствующих документов, согласно которым предполагается постановка на баланс рентабельно извлекаемых запасов нефти и газа. В качестве основы для их оценки в данный момент официально предлагается стандартный метод дисконтированных денежных потоков. При этом в расчетах предполагается постоянство цен на нефть (газ) на десятки лет вперед, а также вполне конкретные значения капитальных и эксплуатационных затрат, которые будут понесены в будущем. Из проведенного анализа фактических данных по месторождениям и выполненным численным расчетам в статье делается вывод о том, что в обычном виде метод непригоден для решения данной задачи, поскольку получаемые виртуальные оценки имеют большие погрешности и сильно меняются со временем. Обсуждаются возможные альтернативы для учета геологических, технологических и экономических факторов при классификации запасов.

*Ключевые слова:* нефть; газ; извлекаемые запасы; классификация; дисконтирование; денежные потоки.



Юрий Петрович АМПИЛОВ,  
профессор, доктор физико-математических наук,  
заслуженный деятель науки РФ

для получения зарубежных кредитов. Последние, правда, с введением санкций временно утратили свою актуальность. Однако, если с корпоративной точки зрения эти классификации могут быть приемлемыми, в том числе и для российских компаний, то для государственного учета запасов УВ в России они, как считается, не вполне подходят.

Проект новой российской классификации долго обсуждался и, наконец, в 2013 г. Минприроды России издало приказ о введении ее в действие с 1 января 2016 г.\*. Основное отличие новой классификации запасов от предыдущих состоит в ее более тесной увязке со стадиями проекти-

Несколько лет в России разрабатывалась новая класси-



УДК 553.98:553.048:330.15:311.1:341.21

## Многофакторная система оценки месторождений углеводородов

Ю.П.Ампилов (МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет, Москва)

Рассматриваются вопросы, связанные с предстоящим внедрением в России с 1 января 2016 г. новой "Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов". Анализируя ее применимость к месторождениям шельфа, а также к "сланцевым" месторождениям и залежам с трудноизвлекаемыми запасами, делается вывод, что в своем нынешнем виде она непригодна для объектов такого типа. Поскольку перечисленные месторождения, тем не менее, требуют своей адекватной оценки, предлагается в качестве дополнения или альтернативы к классификации свой оригинальный проект рейтинговой системы, которая учитывает весь комплекс факторов: от геологического строения, изученности и возможных параметров добычи до технико-экономических характеристик освоения таких месторождений. Отмечается, что предлагаемая система может быть с успехом применена и к обычным месторождениям. На первых порах она может использоваться для внутрикорпоративной оценки объектов разведки и разработки, а в последующем, при положительных результатах, в данную систему вполне можно встроить и новую классификацию, в которой на сегодняшний момент полностью игнорируются параметры экономической привлекательности месторождений и наличие новых технологий добычи.

**Ключевые слова:** нефть; газ; запасы; ресурсы; классификация; месторождения шельфа; ГРП; сланцевые углеводороды; рейтинг запасов.



Юрий Петрович АМПИЛОВ,  
профессор, доктор физико-математических наук,  
Заслуженный деятель науки РФ,  
глава Представительства компании PGS в России

классификации в связи с возникновением новых условий недропользования. Новая "Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов" была утверждена приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477, которая должна быть введена в действие с 1 января 2016 г. При этом 21.01.2014 г. пресс-служба Минприроды России сообщает: "Как отметил Министр природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской, после ввода новой классификации резких изменений объема запасов углеводородов не произойдет. В соответствии с поручением министра в Роснедрах была

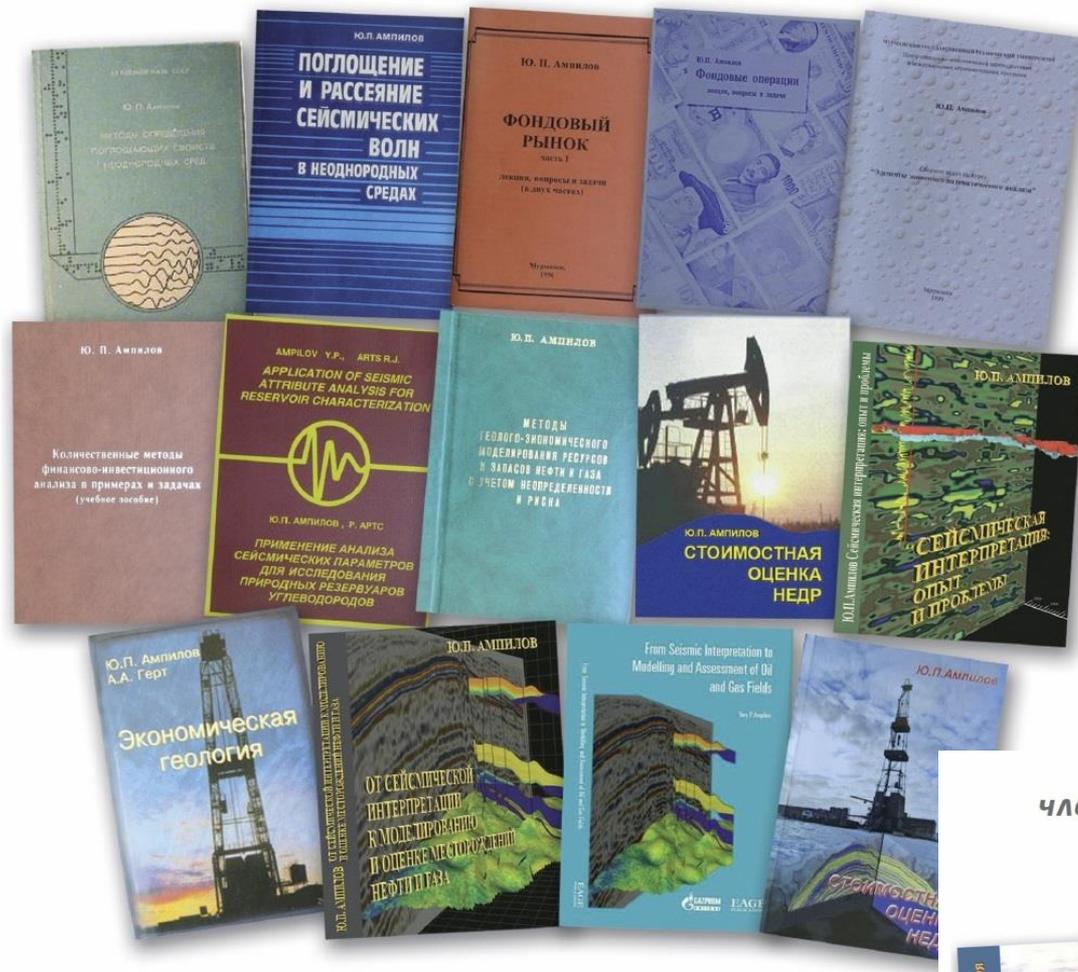
# Выводы:

- документы, регламентирующие оценку рентабельно извлекаемых запасов еще окончательно не утверждены;
- требуется серьезная доработка и адаптация новой классификации в переходный 6-летний период;

Предлагаемая дополнительная концепция рейтинговой оценки:

- 1) Логично встраивается как в существующую, так и в новую классификацию запасов;
- 2) Не изменит общей величины запасов (брутто), но при этом их четко структурирует;
- 3) позволит значительно оптимизировать управление запасами и знать реальное состояние дел как в компании в целом, так и по регионам
- 4) Применима и к «сланцевым» месторождениям
- 5) Не потребует дополнительных затрат при условии организационного совмещения данных работ с работами по переходу на новую классификацию

Профессиональные книги профессора Ю.П.Ампилова



**Дополнительные  
статьи  
и материалы  
доступны на сайте  
[www.ampilov.ru](http://www.ampilov.ru)**

Художественные книги  
члена Союза писателей России Юрия Ампилова

**НОВИНКА—2013**

**Самые низкие цены на книги  
Ю.П. Ампилова в издательстве  
«Научный мир»  
[www.totbook.ru](http://www.totbook.ru)**

