ПАО «Газпром»
ООО «Газпром геологоразведка»

Процесс перехода на новую Классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов в ПАО «Газпром»

Докладчики:

Заместитель начальника ИТЦ
по минерально-сырьевой базе — Ершов Анатолий Владимирович

Начальник отдела экономического
моделирования освоения месторождений — Сергеева Надежда Леонидовна

г. Москва, 2018 г.

Содержание презентации

- **Изменение запасов газа месторождений ПАО «Газпром» в 2018 году**
- **Методические работы ПАО «Газпром» в области подсчета запасов**
- **Предложения по совершенствованию нормативной базы в области подсчета запасов и проектирования разработки**

Временные методические рекомендации по оценке технологических КИГ и КИК для открываемых и разведываемых месторождений

ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

- Определение забойного давления

1. вычисление

$$P_з = P_у \cdot e^{\frac{10^{-3} \cdot K_1 \cdot L}{T_{ср}}}$$

ИЛИ

2. табличное определение

Глибина, м	Пластовая температура, °С			
	20	60	80	...
1000	0.49	0.49	0.48	...
2000	0.61	0.59	0.59	...
3000	0.75	0.72	0.71	...
...	...	...	...	...

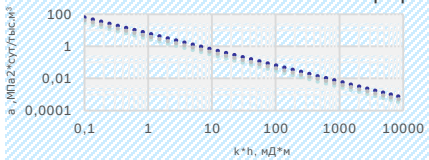
Определение минимального забойного давления

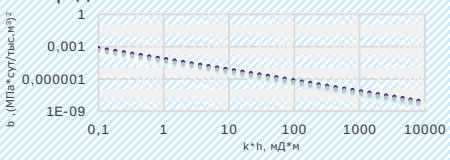
- Определение коэффициентов фильтрационных сопротивлений скважин:

1. по результатам испытаний

В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ

2. графическое определение





Определение коэффициентов фильтрационных сопротивлений

- Определение технологического КИГ для вертикальных и горизонтальных скважин

$$КИГ = 1 - \frac{\frac{P_{пл.к}}{Z_{пл.к}} - 0{,}101}{b \cdot P_{пл.н} - 0{,}101}$$

Расчет КИГ

1 → 2 → 3 → 4 → КИГ

Определение критического дебита по выносу жидкости

- Определение критического дебита по выносу жидкости

1. вычисление

$$Q_{кр} = \frac{K_2 \cdot P_з \cdot T_у}{T_{пл}} + K_3$$

ИЛИ

2. табличное определение

$P_{заб}$, МПа	Пластовая температура, °С			
	20	60	80	...
0.49	10.89	10.35	10.13	...
0.61	11.94	11.28	11.00	...
0.75	13.23	12.41	12.07	...
...	...	...	...	...

Определение конечного пластового давления

- Определение пластового давления для вертикальных скважин

$$P_{пл}^2 = P_з^2 + aQ_{кр} + bQ_{кр}^2$$

- Определение пластового давления для горизонтальных скважин

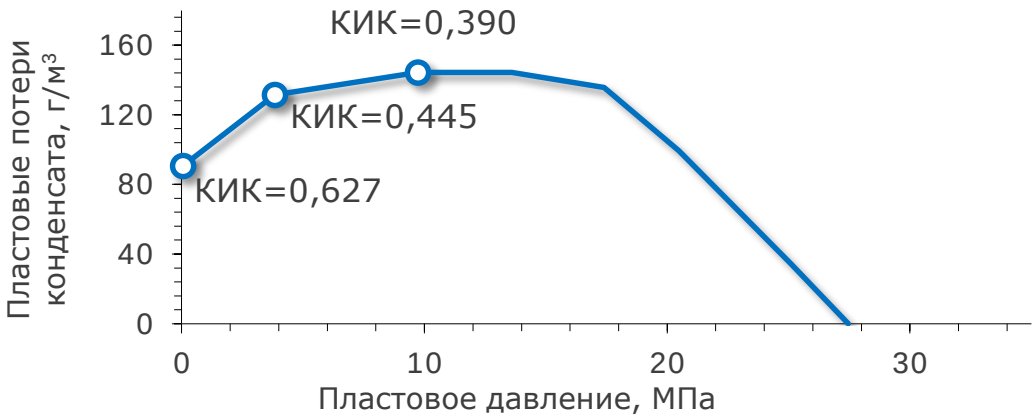
$$P_{пл}^2 = P_з^2 + aK_4Q_{кр} + bK_5Q_{кр}^2$$

где K_4, K_5 - коэффициенты учитывающие переход от вертикальных к горизонтальным скважинам. Определяется графически.

Блок-схема определения технологических КИК по упрощенной методике

Технологический коэффициент извлечения конденсата для рассчитанного конечного пластового давления определяется по фактической кривой потерь конденсата при снижением давления по формуле:

$$\text{КИК} = \frac{\text{ПС}_{5+\text{В}}^{\text{нач}} - \text{ПС}_{5+\text{В}}^{\text{потер}}}{\text{ПС}_{5+\text{В}}^{\text{нач}}}$$



В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ ФАКТИЧЕСКОЙ КРИВОЙ ПОТЕРЬ КОНДЕНСАТА

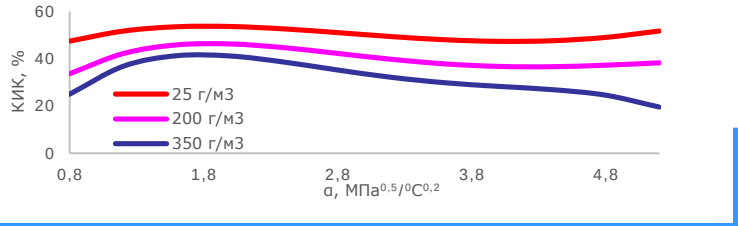
$$\alpha = \frac{P_{\text{пл.нач}}^{0,5}}{T_{\text{пл}}^{0,2}}$$

Определение параметра α

1

2

Определение КИК при КИГ=80%



$$\text{КИК} = \frac{\text{КИК}_{(\text{КИГ}=80\%)} \cdot \text{КИГ}}{80}$$

Расчет КИК

КИК

Классификатор трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов газа (разработчик ООО «Газпром промгаз»)

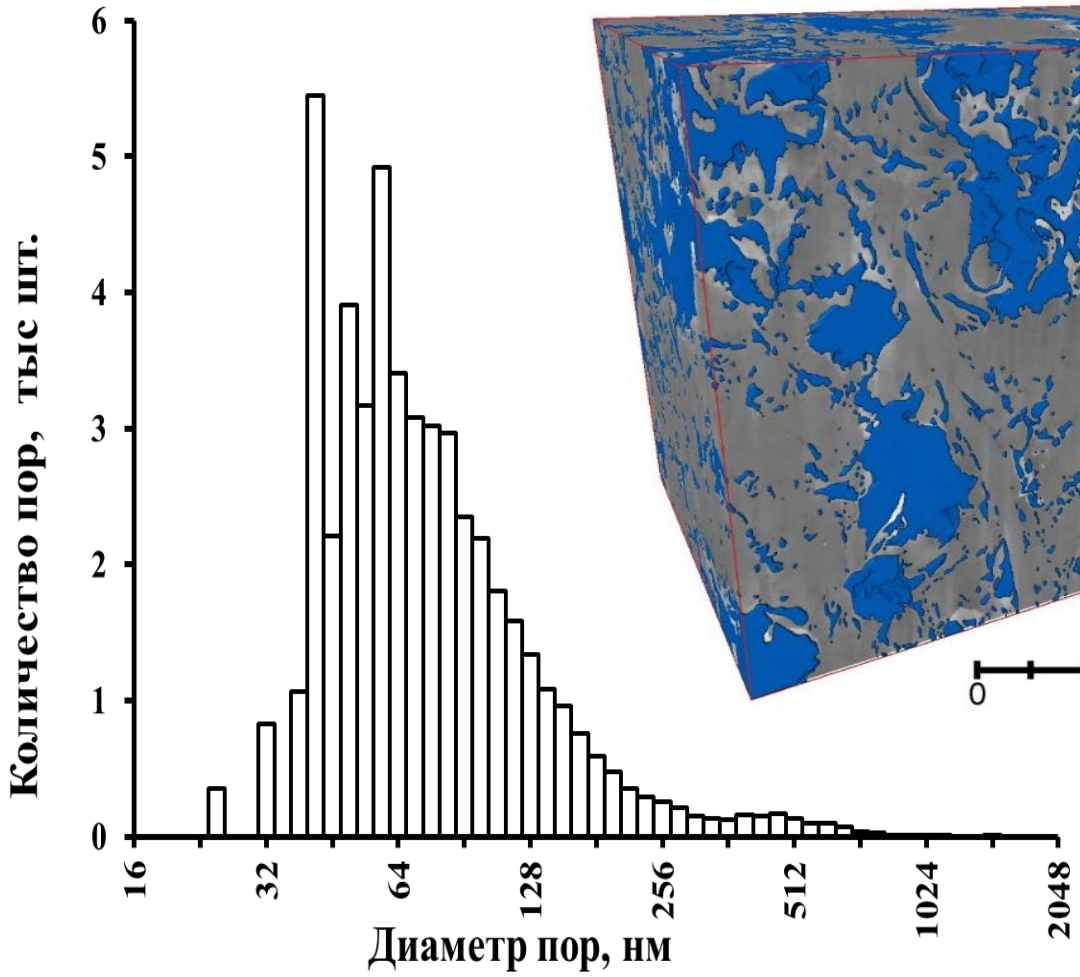
Решения ЭТС ФБУ «ГКЗ»:

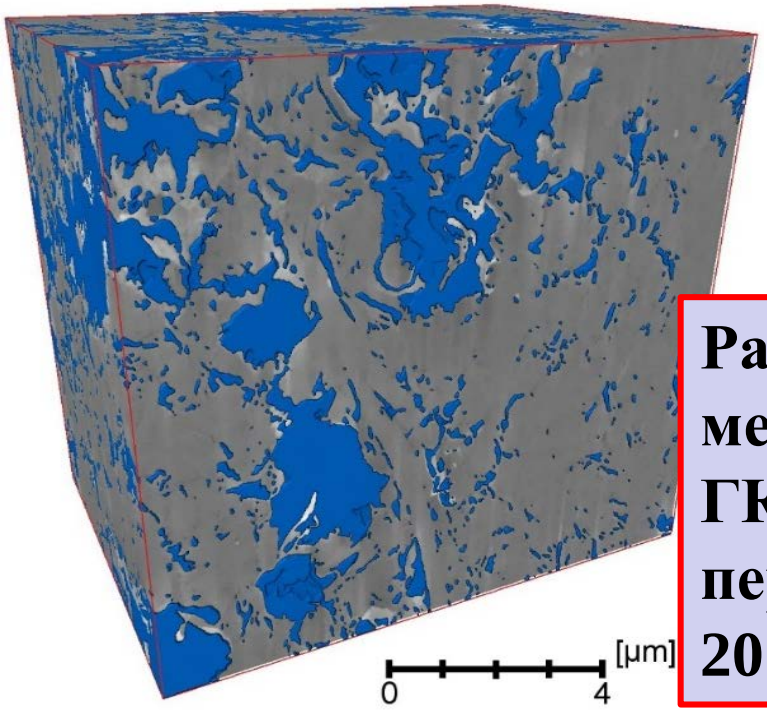
Принять «Классификатор ТрИЗ газа» в авторской редакции и рекомендовать к использованию на месторождениях ПАО «Газпром».

Рекомендовать ФБУ «ГКЗ»: - создать рабочую группу для разработки единого отраслевого Классификатора нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов газа на основе «Классификатора ТрИЗ газа» ПАО «Газпром».

Методика подсчета запасов газа в коллекторах сенона Надым-Пур-Тазовского региона

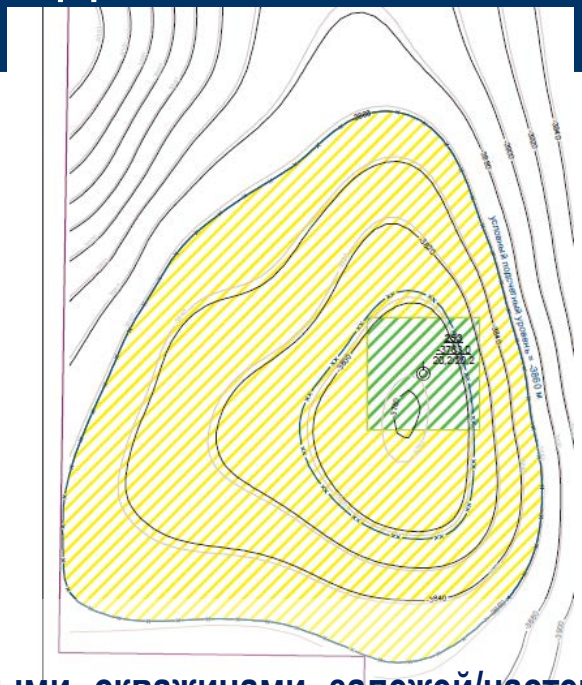
Поры нанометровой размерности





Рассмотрение методики на ЭТС ГКЗ планируется в первом полугодии 2019 года

Объекты поиска и разведки на разрабатываемых месторождениях



Пример:

На уникальном разрабатываемом месторождении два проекта разработки: по сеноману и по нижнему мелу.

Пробурена поисковая скважина на юрские отложения, которая дала промышленный приток газа. Открыта новая залежь в юре.

Согласно действующей классификации запасы в районе скважины оценены по категории «B_1 разрабатываемые, неразбуренные, разведанные».

Нестыковки:

1. **Классификация П. 13: Запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежи, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом … относятся к категории B_1. (*отложения не вошли в действующие проекты разработки*).**
2. **Степень изученности запасов может не соответствовать до 75% требований к категории B_1 п. 39 Методических рекомендаций (*выдержанность по площади, состав и свойства газа, состав и свойства пл. вод, …*), нет пункта о выделении B_1 в районе испытанной скважины, открывшей залежь.**
3. **п.66 Методических рекомендаций: В случае открытия новой залежи на разрабатываемом месторождении представляется ОПЗ и дополнение к ПТД (*ПТД для этих отложений нет. Оценка коэффициентов извлечения с применением 3D ПДГТМ по залежи, вскрытой единственной скважиной, не целесообразна*).**

Объекты поиска и разведки на разрабатываемых месторождениях. Предложения.

Вариант 1: **Внести в нормативные документы для уникальных и крупных месторождений возможность выделения запасов категории C_1 и C_2 для стратиграфических единиц (комплексов) на поисковом и разведочном этапах.**

Вариант 2:

1. **Внести изменения во временные рекомендации по проектированию разработки месторождений:**

Для разрабатываемых крупных и уникальных месторождений:

- **для стратиграфических единиц (комплексов), на которые не составлена технологическая схема разработки, обоснование КИГ, КИК, КИН выполняется по упрощенным методикам. Рентабельный КИГ в этом случае может не оцениваться.**
- **для стратиграфических единиц (комплексов), где технологическая схема разработки не реализуется, обоснование КИГ, КИК и КИН выполняется в рамках дополнения к ТСР (ТПР) по упрощенной схеме, причем количество таких дополнений не ограничивается, но до начала промышленной разработки этих комплексов должно быть выполнено дополнение к ТСР (ТПР) по стандартной схеме.**

2. Внести корректировки в Классификацию и Методические рекомендации и др. документы для исключения нестыковок.

Примеры:

Ямбургское месторождение:

- **Сеноман – эксплуатируется**
- **Нижний мел (без ачимовки)– эксплуатируется**
- **Ачимовка – разведочный этап**
- **Юра – поисковый этап**

Медвежье месторождение:

- **Сенон – поисковый этап**
- **Сеноман – эксплуатируется**
- **Нижний мел – эксплуатируется**

Границы категорий для газовых месторождений с неравномерной сеткой скважин

В соответствии с изменениями, внесенными в Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов УВ (распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 19.04.2018 №11-р):

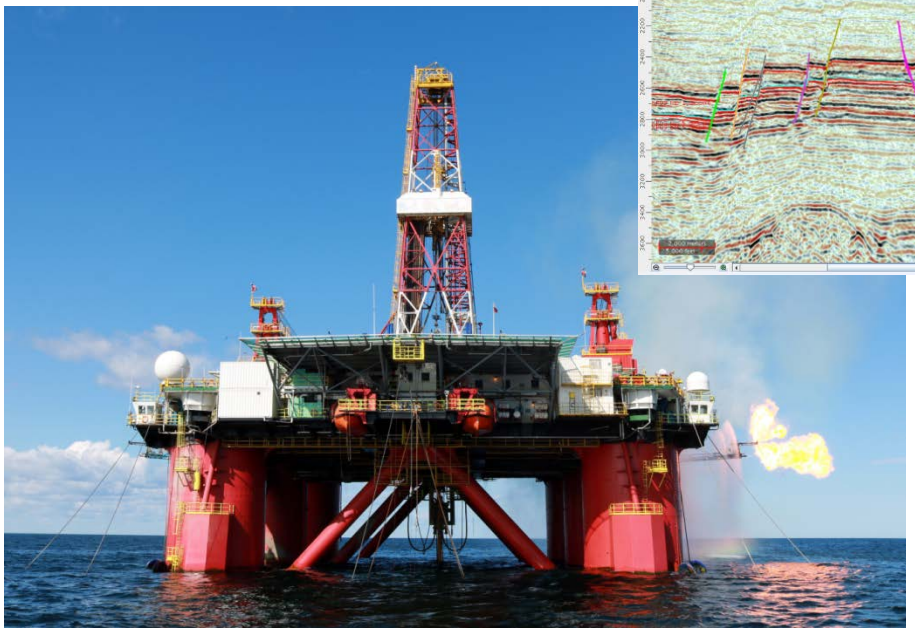
п.44. Если залежь/участок(и) залежи разбурены с неравномерным расстоянием между скважинами (нерегулярная сетка скважин), то за расстояние L условно принимается величина 500 метров, использование другой величины требует дополнительного обоснования.

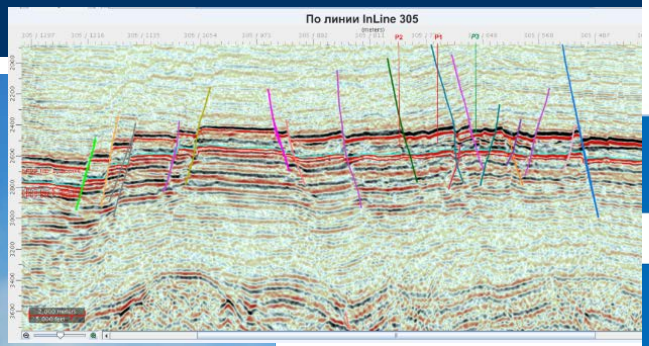
Предлагаем по установившейся многолетней практике принимать расстояние L условно 500 м – для нефтяных залежей, 1000 м – для газовых и газоконденсатных залежей.

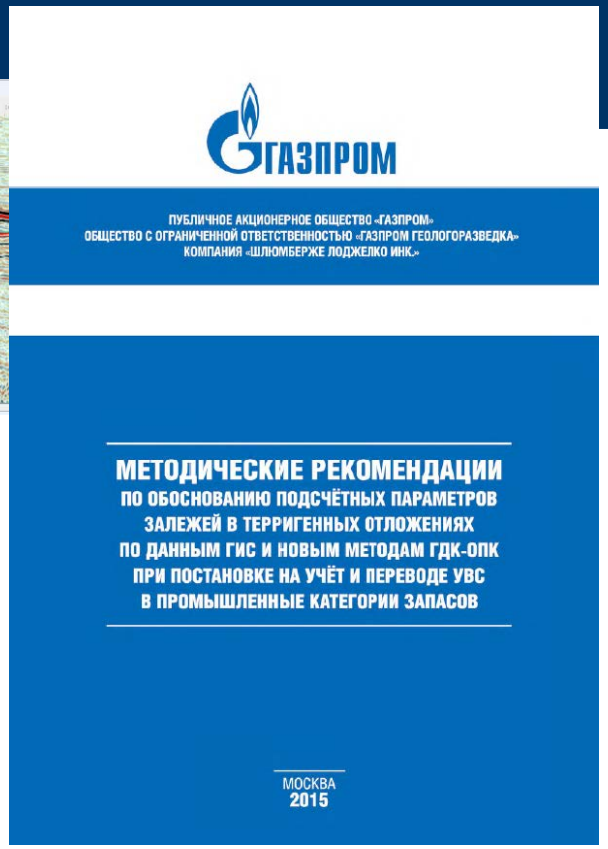
Дополнить пункт: «Для газовых и газоконденсатных залежей, расположенных в акваториях морей за расстояние L принимается радиус рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования».

(***для объединения участков категорий, распространения C_1, B_1 до границ залежи***)

Месторождения шельфа РФ






ГАЗПРОМ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА»
КОМПАНИЯ «ШЛЮМБЕРЖЕ ЛОДЖЕЛКО ИНК.»

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОБОСНОВАНИЮ ПОДСЧЁТНЫХ ПАРАМЕТРОВ
ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ПО ДАННЫМ ГИС И НОВЫМ МЕТОДАМ ГДК-ОПК
ПРИ ПОСТАНОВКЕ НА УЧЁТ И ПЕРЕВОДЕ УВС
В ПРОМЫШЛЕННЫЕ КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ

МОСКВА
2015

Для разведываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории C_1 (B_1) относят часть залежи, вскрытую разведочными скважинами, в которых получены промышленные притоки УВС при испытании в колонне и/или качественные опробования пласта на кабеле (ОПК) и результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющие оценить характер насыщенности и продуктивные характеристики пласта.

Государственный баланс запасов горючих газов

В государственном балансе по газу:

- **в графе балансовых запасов есть только извлекаемые и нет геологических запасов (и *геологические и извлекаемые запасы приведены только в графе утвержденных запасов)*;**
- **нет параметра «объемная доля сухого газа».**

В то же время на государственном балансе по конденсату:

- **по конденсату есть и геологические и извлекаемые запасы;**
- **по газу приведены только извлекаемые запасы сухого газа.**

В результате:

- **геологические запасы сухого газа для месторождений не прошедших гос. экспертизу можно определить только с погрешностью (Qизвл./КИГ), а таблица движения геологических запасов в при ОПЗ обязательна;**
- **геологические запасы пластового газа (результат моделирования) без протокола ГКЗ(ЦКЗ) определить невозможно.**

Предложения:

- **Учитывать геологические запасы сухого газа в балансе по аналогии с конденсатом и нефтью;**
- **Добавить параметр «объемная доля сухого газа»;**
- **Добавить параметр «проницаемость», для удобства администрирования ТРИЗ газа.**

Трудности при выполнении технико-экономической оценки вариантов разработки в соответствии с Распоряжением 12-р

5.5.2. **Определение экономических показателей эффективности вариантов разработки выполняется в реальном выражении (в ценах календарного года, предшествующего календарному году даты подготовки ПТД без учета инфляции) с учетом изменения регулируемых государством цен и тарифов в соответствии с нормативными правовыми документами, действующими на дату подготовки ПТД.**

При подготовке ПТД дата указывается как правило по состоянию на начало года. Вместе с тем в течение времени выполнения ПТД появляются новые регулирующие правовые документы (в частности изменения в налоговом законодательстве) которые могут повлиять на экономику проекта. Механизм учета данных изменений не отработан и эти вопросы остаются на усмотрение экспертов ГКЗ.

В методике необходимо более конкретно прописать, что именно является датой подготовки ПТД (дата расчетов или дата сдачи документа на экспертизу).

Сложности при разнесении капитальных затрат на общеплощадные объекты в разрезе объектов эксплуатации, особенно при большом временном лаге ввода объектов эксплуатации относительно друг друга.

При разных периодах ввода объектов, затраты на общеплощадочные объекты учитываются в капитальных вложениях первого объекта, тем самым ухудшают экономику данного объекта.

Предлагается не учитывать общеплощадочные объекты на этапе сравнения эксплуатационных объектов, а включать их в расчет только при оценке консолидированных показателей.

Трудности при выполнении технико-экономической оценки вариантов разработки в соответствии с Распоряжением 12-р

5.5.8. … **Чистая цена на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяется как средневзвешенное (по объему поставки) значение разницы цен на газ для субъектов Российской Федерации, которые могут определяться на основании действующего приказа государственного органа, осуществляющего государственное регулирования цен на газ на внутреннем рынке Российской Федерации, и затрат на транспорт газа от месторождения (пункта учета) до субъектов Российской Федерации, куда поставляется или планирует поставляться природный газ и/или СОГ с месторождения.**

Данный расчет вызывает большие затруднения, в связи с отсутствием информации о том в какой регион и в каком количестве планируется поставка газа. Недропользователь может только предоставить цену сдачи продукции в пункте сдачи.

Предлагается для целей выбора рекомендуемого варианта разработки в качестве цены природного газа на внутреннем рынке РФ принимать оптовую цену на газ установленную ФАС России для региона в котором находится пункт сдачи или использовать фактическую цену недропользователя.

Отсутствие методического аппарата для расчета затрат на ликвидацию, затрат на обновление фондов.

Предлагается прописать необходимость учета затрат на ликвидацию и обновление фондов и разработать механизм расчета и порядка учета данных затрат.

Выводы и рекомендации

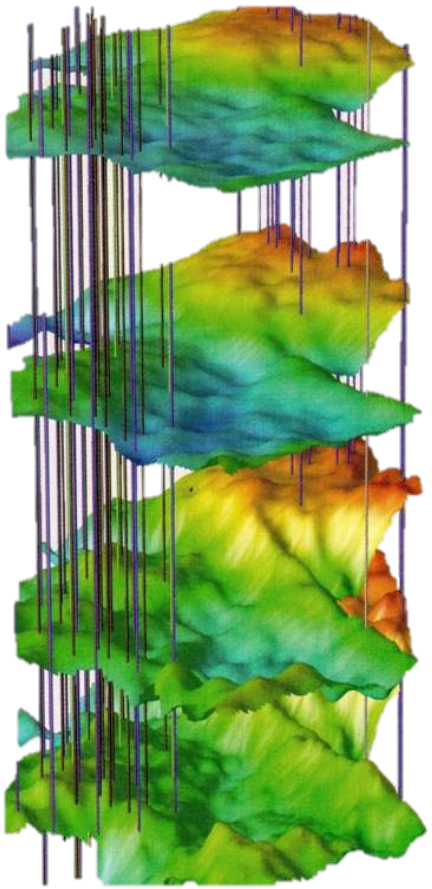
- **ПАО «Газпром» активно участвует в развитии методической базы в области подсчета запасов газа и конденсата**
- **Существующая нормативно-методическая документация недостаточно гибко регулирует комплексный процесс освоения крупных и уникальных месторождений, где совмещаются по времени стадии поиска, разведки и эксплуатации для разных горизонтов (комплексов)**

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Докладчики:

Заместитель начальника ИТЦ
по минерально-сырьевой базе — Ершов Анатолий Владимирович

Начальник отдела экономического
моделирования освоения месторождений
ООО «Газпром геолгоразведка» — Сергеева Надежда Леонидовна

Ожидаемое изменение запасов газа ПАО «Газпром» в связи с вводом новой Классификации запасов

Газовый комплекс	Глубина, м	Коэффициент извлечения газа, %
сеноман	1000	~ 90
неоком	3000	~ 80-82
ачимовка	3700	~ 75
юра	Глубже 4000	~ 60-65