

«Определение извлекаемых запасов газа и конденсата при применении новой классификации запасов УВС»

Шандрыгин А.Н. д.т.н., эксперт ФБУ «ГКЗ»

Содержание презентации

- Подходы к обоснованию извлекаемых запасов газа и конденсата, КИК и КИГ в рамках действующей и новой классификации запасов
- Формирование коэффициентов извлечения газа и конденсата
- Порядок утверждения запасов газа и конденсата и представляемые документы
- Стадии освоения месторождений и документы
- Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Основные термины и определения

Месторождение - совокупность залежей нефти и/или газа, приуроченных к одной или нескольким ловушкам (куполам), контролируемым единым структурным элементом и расположенным в пределах одной локальной площади

Эксплуатационный объект - одна или несколько залежей углеводородов, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных скважин

Коэффициент извлечения УВС (нефти, конденсата и газа) - отношение количества извлекаемых из залежи углеводородов к их начальным геологическим запасам

Промышленная разработка месторождения УВС - технологический процесс извлечения из недр УВС и попутных полезных ископаемых, в соответствии с технологической схемой (проектом) разработки или дополнениями к ним, утвержденными в установленном порядке

Основные термины и определения

Свободный природный газ - смесь углеводородных (C_1 - C_4) и неуглеводородных компонентов, находящихся в начальных пластовых условиях в газообразном состоянии

Конденсат – природная смесь углеводородов (C_{5+B}), в пластовых условиях находящаяся в газообразной форме (газоконденсатная смесь). Углеводороды и другие компоненты газоконденсатной смеси переходят в жидкую фазу (сырой конденсат) при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации

Конденсат сырой - продукт сепарации свободного газа, состоящий при стандартных условиях из жидких углеводородов, в которых растворено определенное количество газообразных продуктов

Конденсат стабильный - состоит из пентанов и вышекипящих углеводородов (C_{5+B}), не содержит газообразных продуктов. Его получают из отсепарированного газа и путем полной дегазации сырого конденсата. При подсчете запасов учитывается стабильный конденсат

Подходы к обоснованию извлекаемых запасов газа и конденсата, КИК и КИГ

Существующий подход:

Извлекаемые запасы газа равны геологическим, КИГ=1

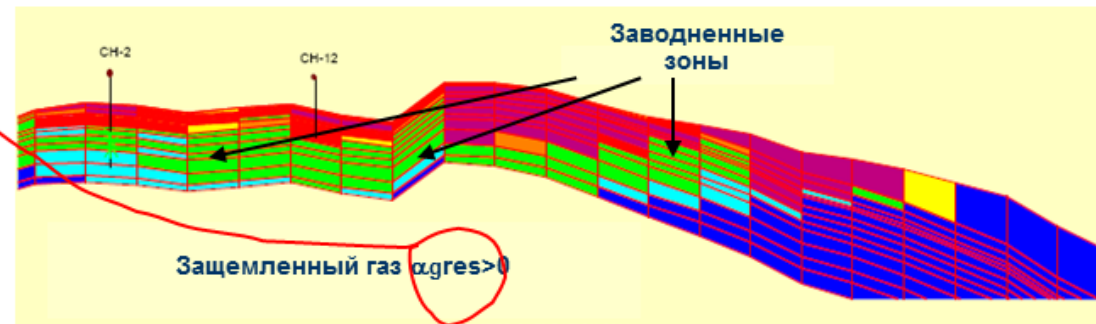
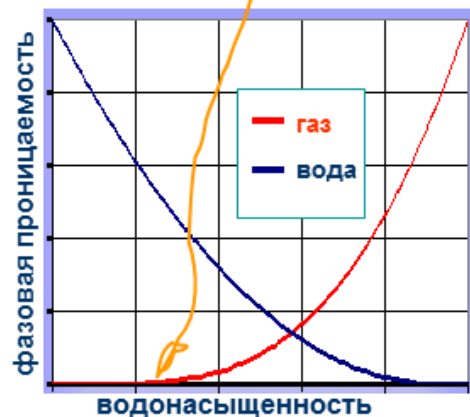
Извлекаемые запасы конденсата – произведение геологических запасов на КИК. Значение КИК – лабораторные исследования конденсации газоконденсатной смеси по бомбе PVT с понижением давления до 1 бар

Предлагаемый подход: Извлекаемые запасы газа и конденсата, величины КИГ и КИК – на основе повариантных расчетов технико-экономических показателей разработки месторождений за расчетный срок разработки

Формирование коэффициентов извлечения газа

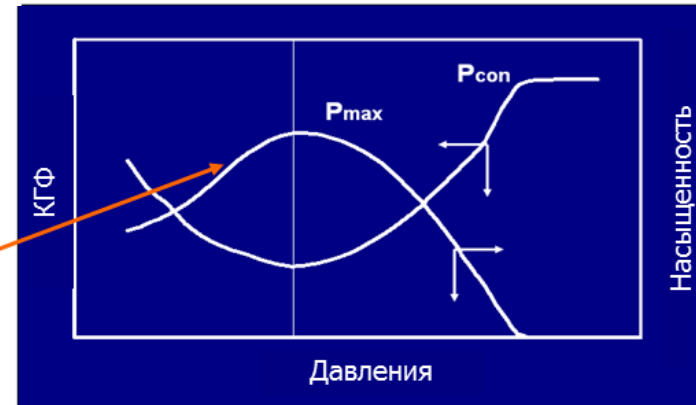
$$\beta_g = 1 - \frac{P_g Z_o}{P_o Z(P_g)} \quad - \text{коэффициент газоотдачи для газового режима}$$

$$\beta_w = 1 - \Omega_g \frac{P_g^* Z_o}{P_o Z(P_g^*)} - \alpha_{g_{res}} (1 - \Omega_g) \frac{P_w Z_o}{P_o Z(P_w)} \quad - \text{коэффициент газоотдачи для упруго-водонапорного режима}$$



Формирование коэффициентов извлечения конденсата

Контактная или дифференциальная конденсация



конденсат в газе в обводненной зоне пласта

$\eta(P_0)$

$$\beta_c = 1 - \Omega_g \frac{P_g^* z_o}{P_o z(P_g^*)} \eta(P_g) - \alpha_{g, \text{res}} (1 - \Omega_g) \frac{P_w z_o}{P_o z(P_w)} \eta(P_w) - \int_{P_0}^{P_g^*} (1 - \eta(P_g(t)) / \eta(P_0)) dP$$

-коэффициент конденсатоотдачи для упруго-водонапорного режима

конденсат в газе в газонасыщенной части пласта

ретроградные потери конденсата

Жесткий водонапорный режим - β_c равен коэффициенту газоотдачи

Газовый режим - β_c равен «1- ретроградные потери»

Оценка возможных давлений забрасывания

Скважина

$$p_3^2 = p_y^2 e^{2s_0} + 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda_r Z_{cp}^2 T_{cp}^2 Q_{cm}^2 (e^{2s_0} - 1) / \rho D^5,$$

где $S_0 = 0,03415 \rho \bar{p} L / Z_{cp} T_{cp}$; ρ – параметр, связанный с истинным, не меняющимся по стволу газовой скважины газосодержанием потока в рассматриваемом сечении трубы. Величина ρ определяется по формуле

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \rho_{ж} / \rho_{гр},$$

$$\varphi \approx \beta = Q_{гр} / (Q_{ж} + Q_{гр}),$$

$$Q_{гр} = Q_r P_{ат} T_{cp} Z_{cp} / P_{cp} T_{ст},$$

где $P_{cp} = (P_y + P_3)/2$ и $T_{cp} = (T_y + T_3)/2$ (P_y, T_y – устьевые давление и температура газа; P_3, T_3 – забойные давления и температура).

Пласт

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2,$$

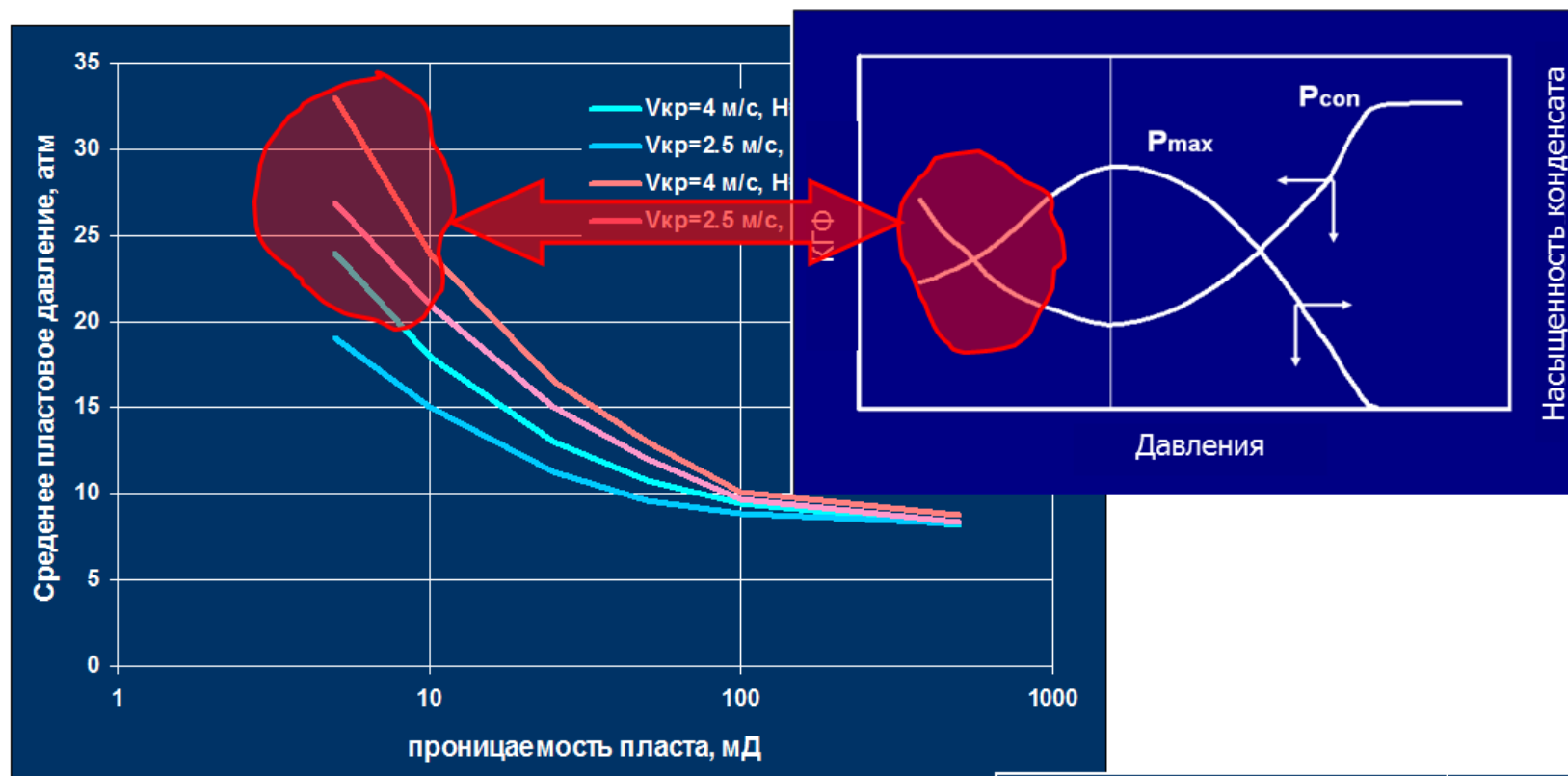
$$a = \frac{\mu(P, T) Z(P, T) P_{ат} T_{пл}}{\pi k(P) h T_{ст}} \left[\ln \frac{R_k}{R_c} + C_1 + C_2 \right],$$

$$b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z(P, T) T_{пл}}{2 \pi^2 l h^2 T_{ст}} \left[1 / R_c - 1 / R_k + C_3 + C_4 \right],$$

А.И. Гриценко
З.С. Алиев
О.М. Ермилов
В.В. Ремизов
Г.А. Зотов

РУКОВОДСТВО
ПО
ИССЛЕДОВАНИЮ
СКВАЖИН

Давление забрасывания для газоконденсатных пластов

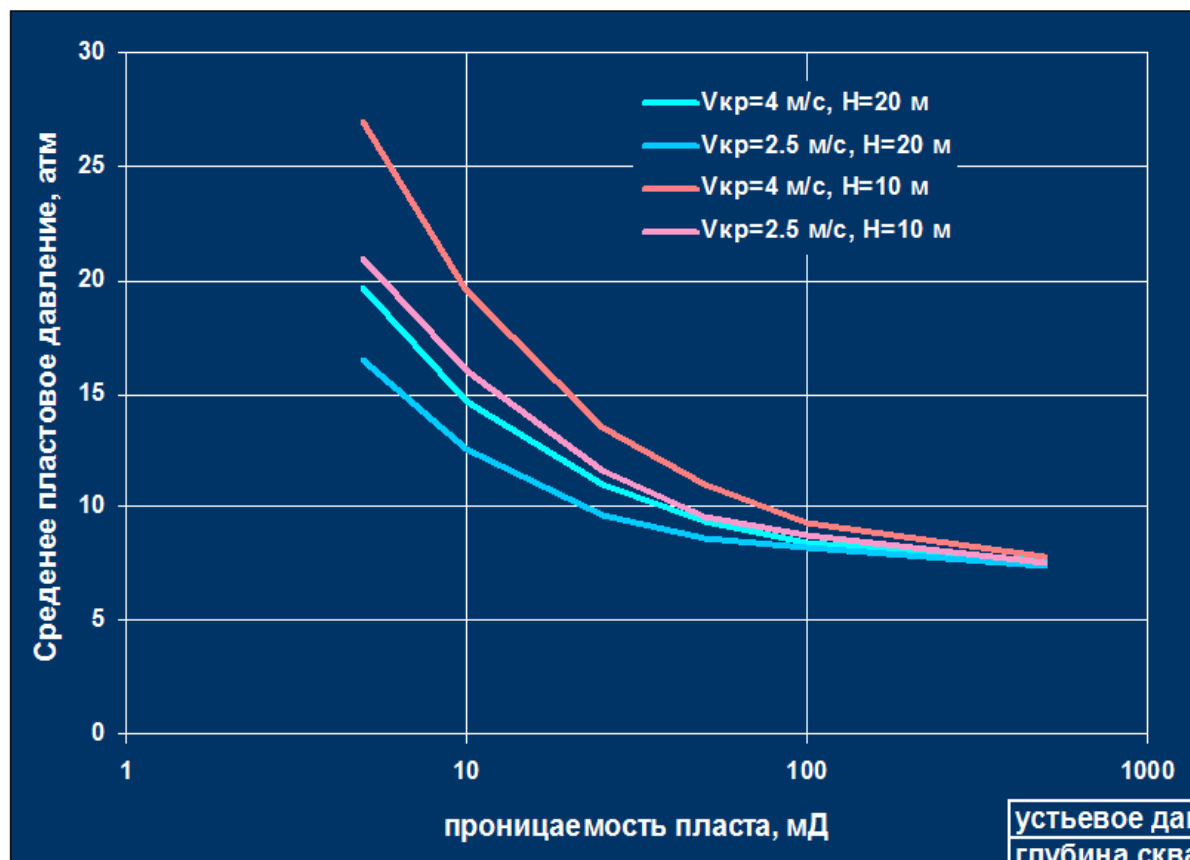


$Q_g = 5-10$ тыс.м³/сут

устьевое давление, МПа	0.6
глубина скважины, м	3000
диаметр лифта, мм	76
плотность газа, кг/м ³	0.862
плотность жидкости, кг/м ³	770
КГФ, г/м ³	50

Давление забрасывания для газоконденсатных пластов

Пример 2

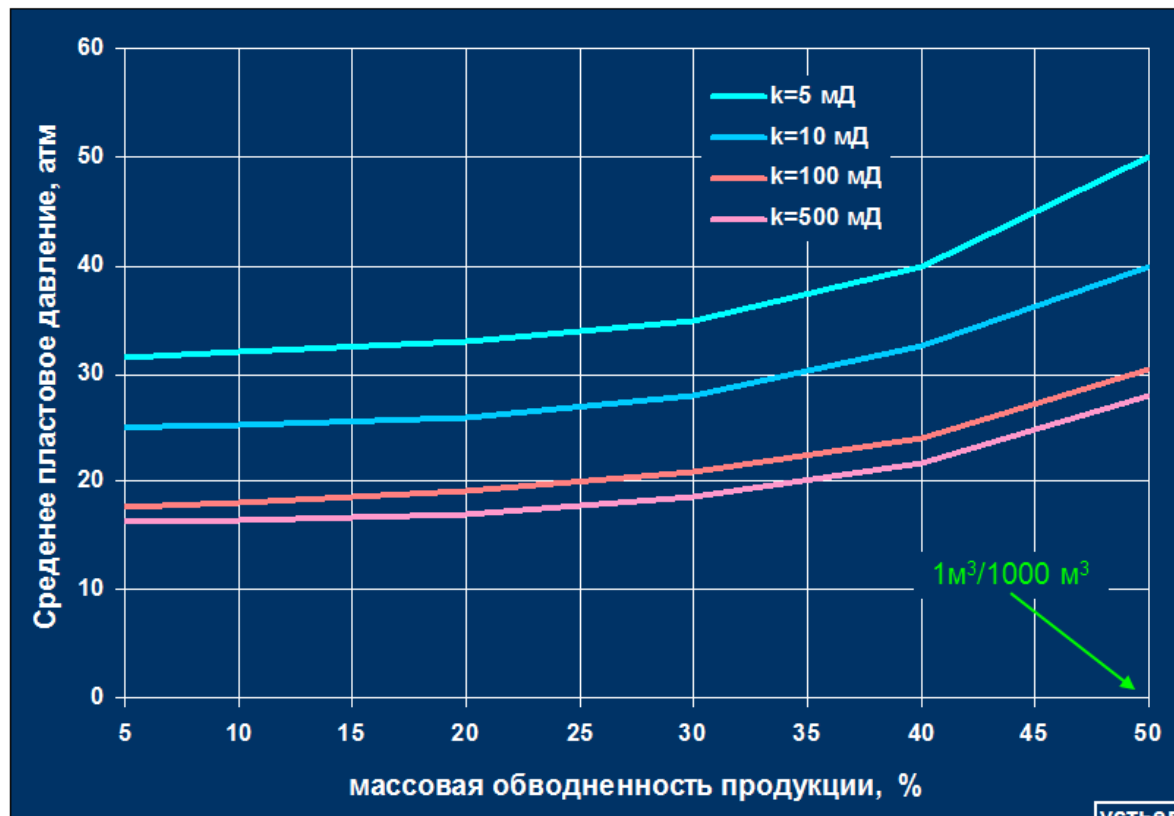


$Q_g=5-10$ тыс.м³/сут

устьевое давление, МПа	0.6
глубина скважины, м	2000
диаметр лифта, мм	63
плотность газа, кг/м ³	0.862
плотность жидкости, кг/м ³	730
КГФ, г/м ³	25

Давление забрасывания для газоконденсатных пластов

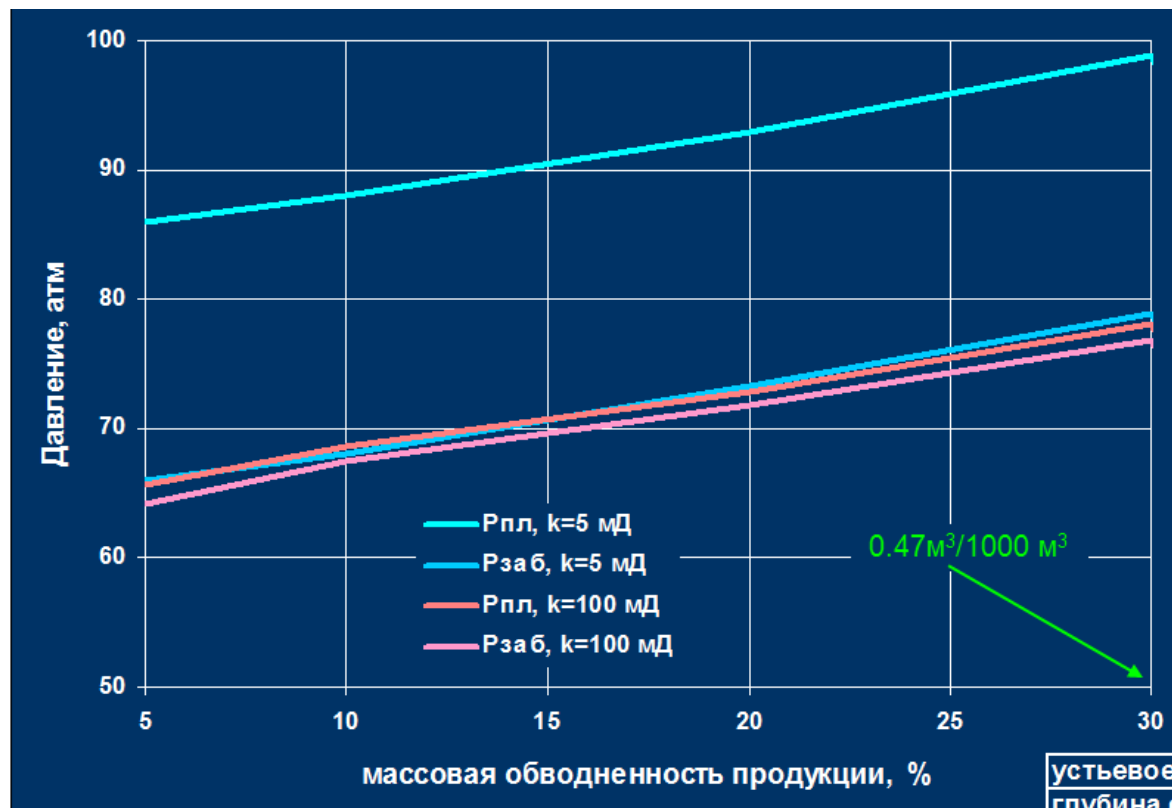
Пример 3



устьевое давление, МПа	1.2
глубина скважины, м	2000
диаметр лифта, мм	63
плотность газа, кг/м ³	0.862
плотность жидкости, кг/м ³	900
толщина пласта, м	20
КГФ, г/м ³	25

Давление забрасывания для газоконденсатных пластов

Пример 4



устьевое давление, МПа	6
глубина скважины, м	2000
диаметр лифта, мм	63
плотность газа, кг/м³	0.862
плотность жидкости, кг/м³	900
толщина пласта, м	20
КГФ, г/м³	25

Категории запасов в новой классификации

А (разрабатываемые, разбуренные) - запасы залежи/части залежи, разбуренные эксплуатационными скважинами и разрабатываемые в соответствии с утвержденным проектным документом

В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные) – запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом, ... изученные*скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа*

В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные) - запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом, ... изученные и *испытанием отдельных скважин в процессе бурения*

С1 (разведанные) - запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, ...изученные... и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, *давшими промышленные притоки нефти или газа*

С2 (оцененные) -запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученные, наличие которых обосновано и *испытанием отдельных скважин в процессе бурения*

Стадии освоения месторождений и документы (из проекта «Правил разработки»)

- Месторождение считается находящимся в разведке после постановки запасов УВС на ГБ РФ
- Месторождение считается введенным в разработку при начале добычи из эксплуатационных скважин в соответствии с первым технологическим проектным документом
- Месторождения вводят в промышленную разработку на основе ТСР или ТПР, утвержденных в установленном порядке

Технологические проектные документы на разработку месторождений (ПТД), разрешающие проводить работы по разработке участка недр и добыче УВС.

- Проект пробной эксплуатации месторождения/залежи (ППЭ) и дополнения к нему (*для месторождений природных газов могут не составляться*)
- Технологическая схема разработки месторождения (ТСР) и дополнения к ней
- Технологический проект разработки месторождения (ТПР) и дополнения к нему

Порядок утверждения запасов газа и конденсата и представляемые документы

Действующая классификация:

- ▶ Оперативный подсчет запасов
- ▶ Подсчет запасов

Том 1 «Подсчет геологических запасов УВС»

Том 2 «ТЭО КИК» или разделы в «ТЭО КИН»

Порядок утверждения запасов газа и конденсата и представляемые документы

Новая классификация:

Для месторождений, находящихся в разведке (категории C_1 и C_2)

Извлекаемые запасы газа и конденсата определяются путем технико-экономических расчетов на полное развитие месторождения в рамках раздела Оперативного подсчета геологических запасов – «Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти, газа и содержащихся в них полезных компонентов (ТЭО КИН)»

При отсутствии достаточной геолого-промысловой информации допускается использование для определения КИГ и КИК, и соответственно извлекаемых запасов газа и конденсата, метода аналогий, эмпирических методик и упрощенных статистических способов

Порядок утверждения запасов газа и конденсата и представляемые документы

Новая классификация:

Для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов А, В1, В2)

- Извлекаемые запасы газа и конденсата определяются путем технико-экономических расчетов в ПТД - технологическом документе (технологическая схема, проект разработки и дополнения к ним)
- представляются в Роснедра (ФБУ ГКЗ) одновременно с Подсчетом или Оперативным подсчетом геологических запасов

Экспертиза КИГ и КИК, извлекаемых запасов газа и конденсата проводится после проведения экспертизы геологических запасов

Запасы УВС в ПТД

- При составлении ППЭ для месторождений, находящихся в стадии разведки, принимаются геологические и извлекаемые запасы, числящиеся на ГБ РФ на конец предшествующего года, или прошедшие экспертизу ГКЗ РФ в текущем году. Коэффициенты извлечения УВС, рассчитанные в ППЭ, не утверждаются, а принимаются для сведения (в соответствии с п.4.3. Инструкции НКЗ)
- При составлении ТСР принимаются запасы УВС и геологическая модель, обоснованные в подсчете запасов, представляемые одновременно на экспертизу ГКЗ РФ. Обоснованные в ТСР коэффициентами извлечения УВС геологические и извлекаемые запасы ставятся на ГБ РФ
 - ТСР и ТПР могут представляться одновременно с подсчетом геологических запасов при существенном изменении подсчетных параметров и уточнении геологической модели. Геологическая основа - запасы, представляемые на гос. экспертизу, а извлекаемые запасы могут уточняться в соответствии с коэффициентами извлечения УВС, обоснованными в проектных документах
 - При отсутствии существенного изменения величины подсчетных параметров и геологической модели ТСР и ТПР могут составляться на геологические и извлекаемые запасы, числящиеся на ГБ РФ на конец предшествующего года, или прошедшие экспертизу ГКЗ РФ в текущем году. Величины извлекаемых запасов могут быть изменены в соответствии с коэффициентами извлечения УВС, обоснованными в вышеперечисленных проектных документах

Документы регламентирующие правила проектирование разработки месторождений природных газов и определение КИГ и КИК

«Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья». Москва , 2014. Утверждение приказом Минприроды- **Находится в стадии разработки**

«Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки» Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 55414-2013

«Рекомендации к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа и конденсата». Москва , 2014.

Содержание разделов ПТД

- Общие сведения о месторождении и лицензионном участке
- Геолого-физическая характеристика месторождения
- Модели месторождения
- Состояние разработки месторождения, включая сопоставление показателей факт-проект
- Проектирование разработки месторождения, включая: выделение эксплуатационных объектов, обоснование их вариантов разработки, расчет технологических показателей
- **Извлекаемые запасы газа, конденсата, величины КИГ и КИК определяются на основе расчетов технологических показателей и технико-экономической вариантов разработки выделенных эксплуатационных объектов (ЭО) и месторождения в ПТД**
- Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин
- Техника и технология добычи УВС
- Контроль и регулирование разработки
- Доразведка и научно-исследовательские работы
- Мероприятия по рациональному использованию и охране недр

Требования к расчету технологических показатели разработки

- Технологические показатели разработки месторождения, рассчитанные в ПТД в границах запасов УВС категорий А+В1, утверждаются по рекомендуемому варианту на проектный период
- Технологические показатели разработки месторождения рассчитанные в границах запасов УВС категорий А+В1+В2 используются для перспективного планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ и др.
- При изменении прогнозных уровней сверх установленных отклонений по добыче, в том числе за счет разбуривания запасов категории В2 (проектный или зависимый фонд скважин), составляется дополнение к проектному документу на основе оперативного подсчета запасов.
- Для эксплуатационных объектов (залежей), границы которых выходят за пределы лицензионных участков, технологические показатели при определении коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов газа, конденсата и содержащихся в газе полезных компонентов рассчитываются как в целом по эксплуатационным объектам (залежам), так и в границах лицензионных участков и за его пределами

Требования к расчету технологических показатели разработки

- Расчёт технологических показателей разработки ЭО месторождения проводится с использованием построенных трёхмерных ГМ и ГДМ
- Показатели разработки в проектных документах и дополнениях к ним рассчитывают до конца разработки. Для месторождений природных газов/эксплуатационных объектов прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации добывающих скважин при достижении обоснованного технико-экономическими расчетами предельного давления на устье скважин
- Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы газа и конденсата по рекомендуемому варианту представляются по подсчетным объектам: по видам запасов, категориям, зонам, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися на ГБ РФ.
- Извлекаемые запасы месторождения принимаются как сумма извлекаемых запасов подсчетных объектов

Требования к вариантам разработки

- Проектный документ должен содержать несколько расчетных вариантов разработки по каждому эксплуатационному объекту, различающихся системами размещения и количеством скважин, максимальными уровнями отбора УВС, объемами применения методов интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов и т.д.
- Число расчетных вариантов по эксплуатационным объектам должно составлять в ТСП- не менее трех, в ТПР -не менее двух, в ППЭ допускается одного вариант
- Для эксплуатационных объектов с газоконденсатными залежами с начальным потенциальным содержанием конденсата *более 250 г/м³* рассматривается вариант с сайклинг-процессом или дается обоснование по его исключению из анализа
- Для месторождения в целом формируется один вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки эксплуатационных объектов (за исключением взаимосвязанности объектов фондом возвратных скважин) ^{*)}

^{*)} Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

5.11 При представлении в ГКЗ подсчета запасов газа и газового конденсата объемным методом по месторождению с отбором газа в количестве 30 % и более от начальных запасов, отчет по подсчету запасов представлять с обязательным приложением отчета по подсчету запасов на основе уравнения материального баланса.

5.12 При отборе газа из месторождения более 50 % подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения материального баланса является приоритетным.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р
(проект,
окончательная
редакция)

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения
материального баланса

Основные технические требования

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

При обосновании состава и свойств пластовых флюидов в той или иной форме представляются материалы отражающие: *)

- **Степень изученности пластов пробами газа, конденсата**
- **Результаты промысловых газоконденсатных исследований**
- **Результаты лабораторных исследований проб газа и конденсата**
- **Обоснование начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе**
- **Физико-химические свойства конденсата**
- **Обоснование пластовых потерь конденсата на основе PVT исследований**

*) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Степень изученности пластов пробами газа, конденсата: *)

КОЛИЧЕСТВО И ВИДЫ ПРОМЫСЛОВЫХ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА.

Пласт, горизонт, блок.	Вошли в предыдущий подсчет запасов					После предыдущего подсчета запасов				
	Число ГКИ	Изучено проб			PVT- исследования	Число ГКИ	Изучено проб			PVT- исследования
		Газ Сепарации	Конденсат				Газ Сепарации	Конденсат		
			Насыщенный	Стабильный				Насыщенный	Стабильный	

* при наличии специальных исследований по определению содержания сероводорода, гелия и других попутных компонентов, количество этих исследований указывается отдельно

** Наличие исследований товарных свойств конденсата указывается отдельно.

***ГКИ - промысловые исследования на газоконденсатность.

*) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

26.11.2014

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Результаты промысловых газоконденсатных исследований: *)

Конструкция скважин, в которых проводились исследования на конденсатность.

Номер скважины	Тип скважины	Диаметр НКТ, внешн./внутр., мм	Оборудование башмака НКТ	Глубина спуска башмака НКТ, м	Пласт, горизонт, блок	Интервал исследований, м	Тип сепаратора
1	2	3	4	4	5	6	7

* Указывается тип скважины - разведочная, эксплуатационная и тип забоя - вертикальный, субгоризонтальный.

Результаты промысловых исследований на конденсатность

Скв.	Интервал перфорации, м		Дата начала/окончания исследования	Время отработки на режиме, часы	d _{шт.} , мм	D _{шб.} , мм	Пластовое давление, МПа		t _{пл.} , °C	Давление, МПа				Условия сепарации		Депрессия, % от пластового давления	V, м³/сек у башмака НКТ / на устье НКТ	Q газа сепарации, тыс. м³/сут	Q конденсата, м³/сут		Дебит воды, м³/сут	КГФ		Примечания
	глубина	абсолютная отметка					замеренное	расчетное		буферное	затрубное	замеренное	расчетное	P _{сеп.} , МПа	t _{сеп.} , °C				насыщенного	стабильного		насыщенного	стабильного	

*) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Результаты лабораторных исследований проб газа и конденсата: *)

Приводятся результаты расчета состава пластового газа. Расчет проводится по результатам компонентного анализа газа сепарации, газа дегазации и дебутанизации сырого конденсата. Дебутанизация конденсата проводится при плотности стабильного конденсата более 0.7 г/см³

РАСЧЕТ СОСТАВА ПЛАСТОВОГО ГАЗА

[illegible]

***) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»**

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Результаты лабораторных исследований проб газа и конденсата: *)

Приводятся итоговая таблица определений состава пластового газа для всех имеющихся объектов

Пласт, блок	№ скв.	Интервал испытания, м <u>глубина</u> абс. отм.	Содержание, % мольн./г/м³												Рпл, МПа	Рнк, МПа
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₅ +в	N ₂	CO ₂	H ₂	He	Ar	H ₂ S		

Давление максимальной конденсации, МПа		Z
Сырой конденсат см³/м³	Стабильный конденсат	
	г/м³ см³/м³	

* В этой же таблице приводится рекомендуемый для подсчета запасов состав пластового газа.

*) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Физико-химические свойства конденсата: *)

Показатель	Значение
Фракционный состав:	
НК, °C	
10% объ. перегоняется при температуре оC	
20%	
30%	
40%	
50%	
60%	
70%	
80%	
90%	
КК, °C	
Отгон, % объемн.	
Остаток, % объемн.	
Потери, % объем.	

Плотность при 20 °C, кг/м ³
Молярная масса
Показатель преломления,
Температура помутнения, °C
Температура застывания, °C
Температура вспышки в закрытом тигле, °C
Вязкость кинематическая, при -20 °C, -10 °C, +20 °C, +40 °C, мм ² /сек
Содержание, % мас. : общей серы, твердых парафинов, смол силикагелевых, меркаптановой и сероводородной серы, хлористых солей.
Содержание углеводородов, % масс
Ароматические
Нафтовые
метановые

Фракционный состав с отбором десятиградусных фракций		
Наименование фракций, °C	Выход, % масс.	
	Отдельных фракций	Суммарный
Газ до C ₄		
Н.К. -60		
60-70		
70-80		
..... и т.д. до конца кипения		
К.К.		
Остаток		
Потери		

*) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

26.11.2014

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Обоснование пластовых потерь конденсата на основе PVT исследований: *)

Результаты исследований методом дифференциальной конденсации.

Показатель	Значение показателя										
Давление в камере PVT, МПа	Рпл	Р ₁ =Рнк	Р ₂	Р ₃	Р ₄	Р ₅	Р ₆	Р ₇	Р ₈	Р ₉	Р ₁₀ =0.103
Объем сухого газа, м ³											
Объем пластового газа, м ³											
Объем выпавшего сырого конденсата, см ³											
Насыщенность, %											
Пластовые потери нестабильного конденсата, см ³ /м ³											
Пластовые потери стабильного конденсата, см ³ /м ³											
Пластовые потери стабильного конденсата, г/м ³											
Коэффициент извлечения конденсата, %											

Расчет потенциального содержания C_{5+в} в газе при снижении пластового давления.

№ этапа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
α	1.05	1.18	1.33	1.54	1.82	2.22	2.86	4.00	6.67	20.00
Давление, Мпа										
Пластовые потери C _{5+в} , г/м ³										
Текущее потенциальное содержание C _{5+в} , г/м ³										

* расчет текущего потенциального содержания проводится по методике указанной

*) Один из возможных вариантов. В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

26.11.2014

Основные моменты подготовки ПТД в части обоснования извлекаемых запасов УВС, КИГ и КИК

Моделирование свойств пластовых флюидов ^{*)}

➤ Обоснование типа используемых моделей

Обосновывается выбор двухфазной, трехфазной или многокомпонентной модели фильтрации. Для газовых и газоконденсатных залежей, разрабатываемых на истощения допускается однофазная или двухфазная модели «нелетучей нефти». Для газоконденсатных с воздействием на пласт газовыми агентами – многокомпонентные модели

➤ Моделирование PVT свойств пластовых систем

Обоснование числа и состава псевдокомпонент и методов их описания. Проверка корректности разбиения по соответствию молекулярного веса и плотности фракций этим параметрам для всей группы C5+, по зависимости выхода фракций от их молекулярного веса. Проверка величины конденсатогазового фактора. Указывается программный продукт, уравнение состояния, а также алгоритм и детали процедуры его настройки. Качество построенной модели проверяется путем сопоставления расчетных и экспериментальных данных для изотермы конденсации (дифференциальной или CVD) и динамики потенциального содержания конденсата с изменением давления.

^{*)} В процессе обсуждения при подготовке «Правил проектирование разработки месторождений УВС»

Заключение

- Определение извлекаемых запасов газа и конденсата, величин КИГ и КИК в рамках новой классификации запасов УВС производится на основе расчетов технологических показателей и технико-экономической оценки разработки месторождений
- Данный подход позволит получить реальные значения извлекаемых запасов газа и конденсата как по отдельным месторождениям так и в целом в Государственном балансе РФ